Avis sur la sécurité énergétique des québécois à l'égard des approvisionnements électriques et la contribution du projet du Suroît

Rapport d'expert : sujet 4

Déposé à la Régie de l'Énergie

Dossier : R-3526-2004

Témoin-expert Jean-Michel Parrouffe, M.Sc. M.Sc.A. Ph.D.

Citoyennes et citoyens vers Kyoto (CCVK)

Avril 2004

TABLE DES MATIÈRES

4.3. Centrales éoliennes de grande puissance 1

4.3.1. Vision 1

4.3.2. Prologue 2

4.3.3. Sommaire 2

4.3.4. Marchés et technologie éolienne : état actuel et perspectives 7

4.3.4.1 Marchés 7

4.3.4.1.1 Principales caractéristiques 7

4.3.4.1.2 Prévisions de développement 9

4.3.4.1.3 Conditions clés du développement de nouveaux marchés éoliens tels le Québec 13

4.3.4.2 Technologie 18

4.3.4.2.1 État de l'art technologique 18

4.3.4.2.2 Développements futurs par la R-D 23

4.3.5. Ressource éolienne accessible au Québec 27

4.3.6. Scénario éolien de remplacement du Suroît 32

4.3.6.1 Présentation du modèle d'analyse financière RETScreen® 32

4.3.6.1.1 Description préliminaire du modèle 32

4.3.6.2 Caractéristiques du scénario de base 37

4.3.6.2.1 Description du scénario 37

4.3.6.2.2 Hypothèses principales 38

4.3.6.2.3 Paramètres techniques 39

4.3.6.2.4 Paramètres économiques 41

4.3.6.2.5 Paramètres de l'analyse des gaz à effet de serre 42

4.3.6.2.6 Paramètres financiers 43

4.3.6.2.7 Paramètres de l'analyse de sensibilité 45

4.3.6.3 Résultats de l'analyse financière 46

4.3.6.3.1 Scénario de base 46

4.3.6.3.2 Analyse de sensibilité 47

4.3.6.3.3 Analyse de risque 48

4.3.6.3.4 Impact de la vitesse du vent 50

4.3.6.3.5 Impact du crédit de réduction d'émission de GES 51

4.3.6.3.6 Intégration des externalités évitées 52

4.3.6.3.7 Implantation par une filiale d'HQP ou le secteur privé? 54

4.3.6.3.8 Scénario de remplacement des centrales thermiques et de satisfaction des besoins additionnels d'HQD 56

4.3.6.4 Validation de l'analyse financière 58

4.3.7. Impacts environnementaux et externalités (éolien, CCCGN) 63

4.3.7.1 Impacts environnementaux évités par l'éolien 64

4.3.7.2 Impacts environnementaux non significatifs de l'éolien 65

4.3.7.3 Externalités de l'éolien 66

4.3.7.4 Externalités des CCCGN 67

4.3.7.5 Externalités globales annuelles des scénarios éolien et Suroît 68

4.3.8. Carte routière d'implantation de l'éolien au Québec 69

4.3.8.1 Évaluation du besoin de remplacement du thermique et efficacité du plan 70

4.3.8.1.1 Évaluation du besoin de remplacement du thermique 70

4.3.8.1.2 Évaluation de la satisfaction des besoins visés par le plan d'HQD 71
4.3.8.1.3 Synthèse des besoins à satisfaire avec l'éolien 71
4.3.8.2 Détails de la démarche d'implantation 72
4.3.8.2.1 Capacité éolienne installée chaque année 72
4.3.8.2.2 Échéancier 73
4.3.9. Création d'emplois reliée à la carte routière d'implantation de l'éolien au Québec 74
4.3.10. Recommandations 76
4.3.11. Épilogue 77
4.3.12. Références 81

4.3. Centrales éoliennes de grande puissance

NOTE : Cette section a été écrite par le témoin-expert Jean-Michel Parrouffe, M.Sc. M.Sc.A. Ph.D., dûment mentionné et enregistré à la demande initiale effectuée par le CCVK à la Régie pour l'audience R-3526-2004

4.3.1. Vision

Dans les années 60 et 70, le Québec a adopté une stratégie de substitution visant à remplacer les ressources énergétiques importées (charbon, pétrole et gaz naturel) par une ressource nationale - l'eau- sur la base du développement à grande échelle des centrales hydroélectriques avec réservoirs. Grâce à cette stratégie, le Québec a pu rencontrer ses objectifs :

- Économiques : investissements massifs dans l'économie locale et économie de devises pour l'achat de combustibles sur les marchés internationaux;
- Sociaux : création massive d'emplois au Québec;
- Environnementaux : réductions à grande échelle des émissions reliées au chauffage et aux usages industriels des combustibles fossiles;

Aujourd'hui, dans le respect de l'environnement et du développement durable, nous proposons une stratégie de substitution similaire visant à remplacer les ressources énergétiques importées (charbon, pétrole, gaz naturel et uranium) par une ressource nationale : le vent. Nous proposons comme base le développement à grande échelle des centrales éoliennes combinées aux réservoirs hydrauliques existants. Grâce à cette stratégie, le Québec pourra rencontrer ses objectifs :

- Économiques : investissements massifs dans l'économie locale, économie de devises pour l'achat de combustibles sur les marchés internationaux et créations de bénéfices additionnels chez Hydro-Québec grâce aux exportations pour renflouer les coffres de l'état québécois;
- Sociaux : création massive d'emplois au Québec, réponse aux besoins énergétiques et aux aspirations au développement durable de la population;
- Environnementaux : réductions à grande échelle des émissions atmosphériques reliées à la production d'électricité (Suroît, Bécancour, Tracy, la Citière, Cadillac et Bécancour I), au chauffage collectif et individuels et de la production de déchets radioactifs de très longue durée de vie (Gentilly-2).

4.3.2. Prologue

Le Québec a inondé 1,2 % de son territoire (soit 18 500 km^2) pour la réalisation de grands réservoirs[1] qui ont permis de réaliser les objectifs de sa première stratégie de substitution énergétique des années 60 et 70. Ces réservoirs ou ''systèmes aquatiques artificiels'' (Lucotte, 2003) permettent de produire environ 180 TWh d'énergie électrique (variable selon les années).

Dans le contexte d'une stratégie conservatrice, une superficie équivalente sur laquelle seraient installées des éoliennes, le Québec pourrait produire environ 290 TWh chaque année, soit 60% de plus. Au niveau de l'impact sur le territoire, ces éoliennes n'occuperaient au maximum que 555 km^2 (3% de la superficie totale en incluant les infrastructures connexes), et ne perturberaient pas significativement les cours d'eau (taux de mercure, érosion).

Compte tenu du potentiel éolien accessible au Québec (voir section 4.3.5), le programme éolien proposé devra cependant être ajusté en fonction de l'augmentation de la capacité de production d'électricité nécessaire afin de répondre à la demande d'ici 2010 dans le respect de l'environnement et du développement durable. Dans cette perspective, notamment pour diminuer encore plus les impacts environnementaux et sociaux potentiellement associés aux développements éoliens à grande échelle[2], le Québec devrait sérieusement évaluer les possibilités offertes par l'installation d'éoliennes à l'intérieur des réservoirs hydrauliques, là où la majeure partie des impacts environnementaux et sociaux ont déjà été encourus.

Le potentiel de développement éolien présenté démontre clairement qu'il serait facilement possible de remplacer toute la production thermique d'électricité au Québec actuelle et future (environ 16,5 TW/an).

4.3.3. Sommaire

Cette étude documentée des centrales à grandes éoliennes a :

- **Prouvé l'existence d'une industrie éolienne lucrative (8 milliards € de chiffres d'affaires en 2003) et à forte croissance (18 %) qui produit déjà des quantités d'énergie suffisantes (82 TWh) pour supporter les économies de pays industrialisés;**
- **Prouvé que la capacité éolienne mondiale installée en 2003 (8 133 MW) produira l'équivalent énergétique de ce que produirait 3,3 Suroît par année.**
- **Prouvé que l'énergie éolienne a produit en 2003 plus de 12,5 fois l'énergie que la centrale du Suroît produirait en 2008.**
- **Déposé la liste des caractéristiques détaillées du marché éolien international qui démontre que plus de 35 pays (EWEA-AWEA, 2004a) ont déjà installé des éoliennes;**

1 La superficie totale des réservoirs québécois a, depuis le début des années 1970, augmenté de 76 % en passant de 0,7 à 1,2 % du territoire québécois (http://www.menv.gouv.qc.ca/regards/etat-1992.htm).
2 En section 4.3.7, nous démontrons que ces impacts (0,13-0,26 ¢/kWh), une fois exprimés en termes monétaires, sont au moins dix fois moindres que ceux associés aux centrales à cycles combinés au gaz naturel type Suroît (1,3-2,6 ¢/kWh).

- **Démontré qu'il est parfaitement possible d'installer en une année une capacité éolienne produisant plus que le Suroît ne produirait en 2008;**

- **Démontré qu'il est déjà possible pour un manufacturier d'éolienne de produire en une année plus d'éoliennes qu'il n'est nécessaire pour remplacer le Suroît;**

- **Démontré qu'il existe plusieurs manufacturiers susceptibles de produire des éoliennes en quantité suffisante pour remplacer le Suroît d'ici 2008;**

- **Quantifié les perspectives de développement de l'industrie éolienne à l'horizon 2012 (plus de 150 000 MW de capacité installée);**

- **Prouvé que l'énergie éolienne produira en 2008, au niveau mondial, plus de 28 fois l'énergie que la centrale du Suroît ne produirait à la même date;**

- **Identifié les sept pays à plus fort potentiel de croissance éolien selon l'industrie (**DEWI, 2004b**). Ces pays représentent autant d'opportunités pour l'exportation d'éoliennes, de composantes ou de services de génie éolien par le Québec;**

- **Suggéré la méthode la plus appropriée pour favoriser les propositions qui octroient un mandat d'exportation le plus large possible à la capacité manufacturière d'éolienne qui serait installé au Québec pour remplacer les centrales thermiques et satisfaire les besoins additionnels d'HQD à l'horizon 2006-2015;**

- **Démontré quels sont les principaux obstacles au développement de l'éolien au Québec et proposé les mesures concrètes à mettre en place pour y faire face :**

    - **Faire de l'éolien un choix politique privilégié du gouvernement et de l'opposition en matière de développement énergétique au Québec;**

    - **Mettre en place les indicateurs propres (politiques, programmes, incitatifs) à signaler à HQP et au secteur privé qu'investir en éolien n'est pas une proposition à risque, mais plutôt un choix de société axé sur un développement énergétique durable;**

    - **Mettre sur pied une campagne d'information gouvernementale exposant clairement les enjeux économiques, sociaux et environnementaux reliés au développement ordonné et bien planifié de la filière éolienne;**

    - **Proposer un choix ouvert pour la localisation géographique des futures centrales éoliennes et des capacités manufacturières en éolien pour limiter les coûts;**

- **Présenté la méthode de développement des nouveaux marchés qui est privilégiée par les manufacturiers d'éoliennes et spécifié le meilleur moyen d'en tirer profit pour la société québécoise :**

    - **Dans le contexte d'un appel d'offres et par un système de pointage adapté, privilégier les soumissions des coentreprises (manufacturier d'éoliennes et entreprise(s) manufacturière(s) québécoise(s));**

- **Démontré l'évolution rapide de la technologie éolienne à partir d'un indicateur clé, la taille des éoliennes (diamètre 70-130 m; tour de 80-120 m);**

- **Indiqué les tendances futures dans le domaine (machines de plus de 5 MW);**

- **Démontré à partir des indicateurs technologiques détaillés ESTIR (2002), que la technologie éolienne est commercialement disponible, performante, en évolution rapide et qu'elle présente des caractéristiques techniques très bien connues;**

- **Démontré que les éoliennes peuvent opérer en climat très froid (-40 °C);**

- **Démontré qu'avec 830-990 éoliennes de 2,5-3 MW commercialement disponibles aujourd'hui, on pourrait remplacer le Suroît, par exemple;**

- **Démontré le caractère planifié, coopératif et extensif (questions techniques, sociales et environnementales) du développement et de la réalisation de la R-D en éolien à l'échelle internationale (EWEA, 2004; IEA, 2002, 2003a et b);**

- **Présenté les informations détaillées sur l'ensemble des questions techniques, sociales et environnementales qui sont ciblées par les activités de R-D en éolien au niveau international (EWEA, 2004; IEA, 2002, 2003a);**

- **Présenté la planification détaillée des questions techniques spécifiques traitées dans le contexte de la R-D sur l'installation/opération des éoliennes en climat froid (IEA, 2003b);**

- **Présenté les objectifs économiques de ces développements : baisse des coûts de 30 à 50 %;**

- **Présenté les moyens publics mis en œuvre pour atteindre ces objectifs : plus de 80 M$ US par année; sans compter les investissements en R-D des manufacturiers;**

- **Montré comment le Québec pourrait tirer profit de la R-D internationale à frais nuls grâce à un appel d'offres qui vise à sélectionner les manufacturiers les plus actifs en R-D. En effet, cette activité est vitale à l'industrie éolienne puisqu'on anticipe qu'elle permettra 40% des réductions de coûts à venir;**

- **Démontré l'existence d'une structure de R-D bien implantée au Québec dans le domaine de l'aérodynamique des éoliennes en milieu nordique qui peut supporter l'industrie dans l'adaptation technologique aux spécificités du climat québécois.**

- **Quantifié le potentiel éolien exceptionnel du Québec (10 800 TWh) et prouvé qu'il est 60 fois plus grand que la production actuelle d'électricité par Hydro-Québec;**

- **Démontré que même si le taux de croissance de la consommation atteint 2 % (environ 3-4 TWh/an) pendant les 20 prochaines années, l'éolien peut y répondre;**

- **Prouvé que le potentiel éolien au Québec représente l'équivalent de la production énergétique de 1 661 centrales du Suroît;**

- **Présenté les chiffres typiques du potentiel éolien en mer par comparaison aux consommations typiques de pays au niveau d'industrialisation comparable à celui du Québec (même ordre de grandeur);**

- **Démontré que les coûts du kWh des centrales éoliennes en mer ont baissés de plus de 50 % en 10 ans (Henderson et al. 2001);**

- **Proposé une stratégie à très faibles impacts environnementaux et sociaux de développement de l'éolien sur les réservoirs d'Hydro-Québec qui pourraient produire de très grandes quantités d'énergie (comparable aux 180 TWh déjà produit par Hydro-Québec) sans ennoyer de superficies supplémentaires, ni de dérivation à grande échelle des dernières rivières vierges du Québec. Tout cela en diminuant les émissions de gaz à effet de serre par unité d'électricité produite de 50 %, c'est-à-dire de 58 g CO^2/kWh à 29 g CO^2/kWh. Définir succinctement les premières étapes d'évaluation de cette option.**

- **Présenté la mise en contexte typique justifiant l'utilisation du modèle d'analyse financière dans le cadre de cette audience ainsi que les listes exhaustives des partenaires au développement du modèle utilisé et celle des experts ayant participés au développement;**

- **Décrit sommairement les capacités du modèle d'analyse financière RETScreen® et présenter les chiffres relatifs à l'utilisation du modèle (41 500 usagers dans 196 pays à travers le monde) qui démontre que RETScreen® constitue vraisemblablement le logiciel d'analyse de projets d'efficacité énergétique et d'énergie renouvelable le plus complet et le plus utilisé au monde;**

- **Démontré que l'utilisation du logiciel RETScreen® est parfaitement adaptée au contexte de préfaisabilité délimité par la** *Demande d'avis du Ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs relativement à la sécurité énergétique des québécois à l'égard des approvisionnements électriques et la contribution du projet du Suroît*;

- **Fourni le manuel du modèle éolien et le chiffrier Excel de la version 3.0 de RETScreen® pour l'éolien, permettant d'évaluer la fiabilité du modèle d'analyse financière des centrales éoliennes et, à la Régie de l'énergie, de valider à sa satisfaction toutes les simulations techniques et financières requises avant d'émettre son avis final;**

- **Démontré le caractère marginal des coûts d'intégration de l'éolien (~ 0,4 ¢/kWh) à partir d'une revue exhaustive de l'expérience américaine récente;**

- **Démontré que le remplacement du projet du Suroît par 2 500 MW d'éolien est un projet rentable pour HQP;**

- **Démontré que le remplacement des centrales thermiques et la satisfaction des besoins additionnels d'HQD par 14 900 MW d'éolien est un projet potentiellement rentable pour Hydro-Québec;**

- **Démontré que le coût en capital (par kW) du projet de 2 500 MW proposé (1 304 $/kW; éoliennes importées) est comparable aux coûts (1 419 $/kW) du plus grand projet éolien au monde (279 MW) actuellement en opération au Texas (Siegel, 2004);**

- **Démontré que le coût en capital (par kW) du projet de 2 500 MW proposé (1 304 $/kW) est comparable aux coûts (1 320 $/kW) de l'éolien rapporté par Navigant Consulting en 2003 dans le cadre d'une étude commanditée par Hydro-Québec;**

- **Démontré que le coût en capital (par kW) du projet de 2 500 MW proposé (1 304 $/kW) est supérieur de 9 % aux coûts (1 190 $/kW) de l'éolien rapporté par Neij et al. (2003), mais qui pourrait être abaissé avec l'installation de plus de 2 500 MW conformément aux données européennes;**

- **Démontré qu'un coût en capital de 925 $/kW peut être atteint pour un projet éolien de plus de 10 000 MW (Neij et al., 2003; Navigant Consulting, 2003);**

- **Démontré que le coût du kWh produit par les meilleures centrales éoliennes aux États-Unis est équivalent au coût du kWh produit par les CCCGN (~ 0,05 $/kWh) en s'appuyant sur la présentation des donnés provenant d'une étude commanditée par Hydro-Québec et réalisé par Navigant Consulting (2003);**

- **Démontré la convergence des coûts du kWh produit par l'éolien et les CCCGN (0,04-0,079 $/kWh) en s'appuyant sur la présentation des donnés les plus récentes au niveau international produites sous l'égide de l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA, 2000);**

- **Validé les résultats de l'analyse financière par rapport à l'expérience internationale en terme des coûts du kW installé et de kWh éolien produit à des coûts comparables à ceux générés par les CCCGN;**

- **Quantifié les externalités monétaires associées au centrales éoliennes (0,0013-0,0026 $/kWh);**

- **Quantifié les externalités monétaires associées aux CCCGN (0,013-0,026 $/kWh);**

- **Quantifié les externalités globales annuelles des scénarios éolien (8,5-16,9 M$/an) et Suroît (84,5-169 M$/an). Pour ce dernier, les externalités représentent de 27 à 54 % du coût annuel en carburant (315 M$/an);**

- **Facilité l'intégration des externalités monétaires ainsi évaluées à l'analyse financière, pour incorporer les coûts sociaux et environnementaux de ces projets dans le respect de l'environnement et du développement durable;**

- **Présenté les impacts environnementaux évités par l'éolien comparativement aux autres options majeures selon les études ExternE (1997-2003);**

- **Présenté les impacts environnementaux non significatifs de l'éolien selon les études ExternE (1997-2003);**

- **Déterminé la capacité éolienne nécessaire pour remplacer les centrales thermiques et satisfaire les besoins additionnels d'HQD à l'horizon 2006-2015;**

- **Présenté une carte routière préliminaire d'implantation de 14 900 MW d'éoliennes pour remplacer les centrales thermiques et satisfaire les besoins additionnels d'HQD;**

- **Démontré le potentiel de création de plus de 42 000 emplois si le scénario de le remplacement des centrales thermiques et de satisfaction des besoins additionnels d'HQD par 14 900 MW d'éolienne est réalisé.**

4.3.4. Marchés et technologie éolienne : état actuel et perspectives

4.3.4.1 Marchés

4.3.4.1.1 Principales caractéristiques

Le marché mondial de l'éolien est maintenant parfaitement connu de tous les intervenants sérieux du secteur de l'électricité. En effet, plusieurs publications disponibles, gratuitement et publiquement, démontrent que **l'industrie éolienne est une industrie dont le taux de croissance, les performances énergétiques et financières sont exceptionnelles; et ce depuis plus d'une décennie**.

Selon l'Association Européenne d'Énergie Éolienne (EWEA) et l'Association Américaine d'Énergie Éolienne (AWEA), **la capacité cumulative mondiale installée fin 2003 atteignait 39 294 MW** (EWEA-AWEA, 2004a). **Cette capacité mondiale installée produit maintenant assez d'électricité (82 TWh; 12,5 fois la production du Suroît) pour couvrir les besoins de 19 millions de foyers européens, soit environ 47 millions de personnes** (EWEA-AWEA, 2004b). En 2003, **le taux de croissance de la capacité cumulative mondiale installée était de 26 % par rapport à la capacité cumulative mondiale installée fin 2002 (**EWEA-AWEA, 2004b). Les chiffres de ces publications sont sensiblement les mêmes que ceux produits en mars 2004 par le cabinet de consultant spécialisé en éolien BTM Consult (2004)[3].

En 2003, la capacité supplémentaire installée fut de 8 133 MW (production en une année de l'énergie de 3,3 Suroît) pour une croissance de 18 % par rapport au 6 868 MW installés en 2002. Toujours en 2003, les investissements mondiaux dans l'éolien atteignaient 8 milliards € alors qu'ils étaient de 6,8 milliards € en 2002. Depuis 1997, la capacité mondiale installée a crû de 500% pour passer de 7 636 MW à 39 294 MW en 2003 **(**EWEA-AWEA, 2004a).

En 2003, l'Allemagne (EWEA-AWEA, 2004a) **a installé assez d'éoliennes (2 645 MW) pour produire annuellement plus que l'énergie prévue par le projet Suroît. Au cours de cette même année, les États-Unis (1 687 MW) et l'Espagne (1 377 MW) ont installé assez d'éoliennes pour couvrir respectivement 67 % et 55% de la production annuelle du Suroît.**
En 2002 et 2003 (deux ans), ces deux pays ont installé suffisamment de centrales éoliennes pour produire 85 % (2 116 MW) et 106 % (2 638 MW) de la production annuelle du Suroît.

Rappelons pour mémoire et référence que le Québec (180 TWh pour 6,8 millions d'habitants) produit déjà de l'électricité à hauteur de 31 % de la production allemande (583 TWh pour 82,5

3 Les études du cabinet de consultant BTM Consult ne seront pas déposées en preuve car elles sont déjà disponibles à la bibliothèque de la Régie de l'énergie du Québec. De plus, ces documents font l'objet d'un copyright qui ne permet pas la copie pour diffusion en masse.

millions d'habitants) et à hauteur de 76% de la production espagnole (238 TWh pour 40,2 millions d'habitants) (source : http://www.iea.org/dbtw-wpd/Textbase/stats/electricityresult.asp). **Si la province de Québec a déjà pu se doter de capacités de production d'électricité hors de proportion avec la taille de sa population (cf. comparaison avec l'Allemagne et l'Espagne), l'exemple des pays leaders en éolien démontre incontestablement que le génie québécois, les capacités financières d'HQP ou du secteur privé peuvent implanter d'ici 2008, en partenariat avec une entreprise manufacturière en éolien assez d'éoliennes pour remplacer le Suroît.**

Le Tableau 4-1 présente les dix principaux manufacturiers d'éoliennes (BTM Consult, 2004). **On peut constater qu'en 2003, Vestas Wind System a produit plus de 2 667 MW d'éoliennes qui peuvent produire annuellement plus que l'énergie produite chaque année par le Suroît. La même année, GE Wind (1 503 MW) et Enercon (1 218 MW) ont fabriqué respectivement assez d'éolienne pour produire environ 60 % et 49% de la production annuelle du Suroît. En deux ans à ce rythme, ces deux manufacturiers auront fabriqué assez d'éoliennes pour produire 120 % et 98% de la production annuelle d'énergie du Suroît. Notons que Vestas Wind System, GE Wind et Enercon ont fabriqué plus de 64,5 % des éoliennes installées en 2003.**

Tableau 4-1 : Les dix principaux manufacturiers mondiaux d'éoliennes grande puissance

Manufacturier	CAP. CUMULÉE 2002 (MW)	CAP. INSTALLÉE 2003	PARTS DE MARCHÉ 2003 (%)	CAP CUMULÉE 2003	PARTS DE MARCHÉ CUM. (%)
VESTAS WIND SYSTEM (DK)	12 131	2 667	31,9	14 798	36,7
GE WIND (US)	2 925	1 503	18,0	4 428	11,0
ENERCON (DE)	4 540	1 218	14,6	5 758	14,3
GAMESA (ES)	2 979	956	11,5	3 935	9,8
BONUS (DK)	2 815	552	6,6	3 367	8,4
REPOWER (GE)	602	291	3,5	893	2,2
MADE (ES)	1 030	243	2,9	1 273	3,2
NORDEX (GE)	1 978	242	2,9	2 219	5,5
MITSUBISHI (JP)	588	218	2,6	806	2,0
AUTRES	4 048	441	5,3	4 489	6,9
TOTAL	**33 634**	**8 331**	**100**	**41 965***	**100**

Le communiqué de presse conjoint EWEA/AWEA présentant les plus récentes données 2003 sur le marché de l'éolien (EWEA-AWEA, 2004a) ainsi que l'article de la revue Wind Direction présentant les divers scénarios de croissance de l'industrie éolienne mondiale qui a été publié à l'occasion de la conférence Global Windpower 2004 (EWEA-AWEA, 2004b) sont déposés en preuve et présentés en Annexe Marchés.

Les études de BTM Consult (2002, 2003 et 2004) étant disponibles à la bibliothèque de la Régie de l'énergie, elles ne sont pas déposées aux présentes.

Objectifs du dépôt en preuve :

- **Prouver l'existence d'une industrie énergétique lucrative (8 milliards € de chiffres d'affaires en 2003) et à forte croissance (18 %) qui produit des quantités d'énergie suffisantes (82 TWh) pour supporter les économies de pays industrialisés;**

- **Prouver que la capacité éolienne mondiale installée en 2003 (8 133 MW) produira l'équivalent énergétique de ce que produirait 3,3 Suroît par année. Prouver que l'énergie éolienne a produit en 2003 plus de 12,5 fois l'énergie que la centrale du Suroît produirait en 2008.**

- **Déposer la liste des caractéristiques détaillées du marché éolien international qui démontre que plus de 35 pays (EWEA-AWEA, 2004a) ont déjà installé des capacités éoliennes importantes;**

- **Démontrer qu'il est déjà possible pour un manufacturier d'éolienne de fabriquer en une année plus d'éoliennes qu'il n'est nécessaire pour remplacer le Suroît;**

- **Démontrer qu'il existe plusieurs manufacturiers susceptibles de produire des éoliennes en quantité suffisante pour remplacer le Suroît d'ici 2008;**

- **Démontrer qu'il est parfaitement possible d'installer en une année une capacité éolienne produisant plus que le Suroît ne produirait en 2008.**

4.3.4.1.2 *Prévisions de développement*

Les installations prévues à l'horizon 2012 sont présentées sur la Figure 4-1. Ces résultats proviennent de l'étude commanditée par le Hamburg Messe und Congress GmbH et réalisée par le Deutsches Wind Energie Institut[4] (DEWI, 2004 a et b). Actuellement disponibles sur Internet, ces informations seront présentées en mai 2004 lors de la conférence "Wind Energy Study 2004" à Hamburg, Allemagne.

4 L'Institut allemand de l'énergie éolienne (DEWI) a été fondé en 1990 à Wilhelmshaven par l'état fédéral de la Basse Saxonie dans le but de soutenir l'industrie éolienne. Depuis sa fondation, le DEWI a accompagné le développement rapide de l'énergie éolienne à plusieurs niveaux : recherche fondamentale, méthodes de mesures, décisions politiques, ainsi que plusieurs tâches et services reliées aux éoliennes agricoles. En tant qu'institution indépendante, le DEWI fournit de l'information et des services de consultation pour les industries et pour les décideurs politiques de plusieurs pays.

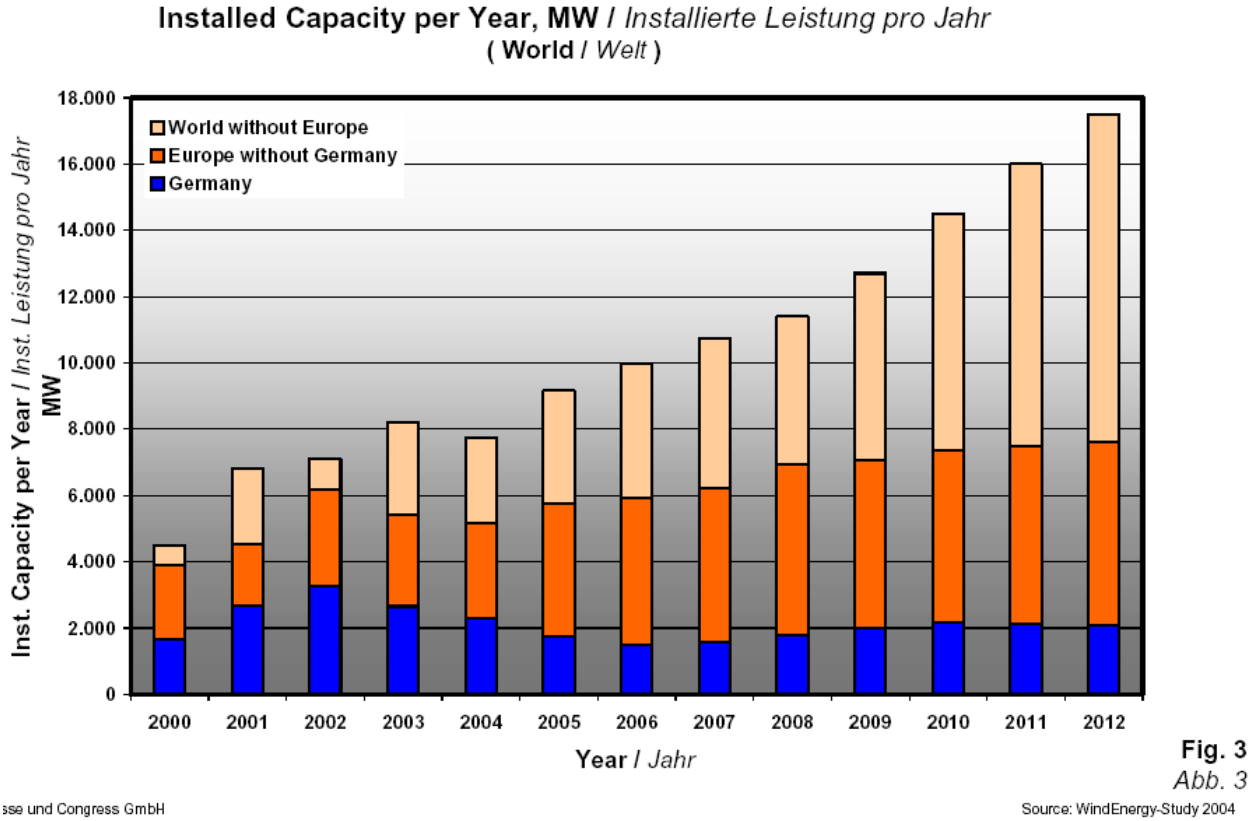


Figure 4-1: Installations éoliennes anticipées pour la période 2000-2012 (DEWI, 2004b)

On peut observer sur cette figure que les quelque 150 MW qui seraient installés chaque année au Québec dans le contexte l'appel d'offres A/O 2003-02 d'Hydro-Québec durant la période 2006-2012 représenterait au maximum 1,5 % (2006) et au minimum 0,9 % (2012) de la capacité annuelle qui sera installée à l'échelle mondiale. Si l'on regarde l'historique des centrales éoliennes au Québec, on se rappellera les tentatives audacieuses à Cap-Chat, avec des résultats très négatifs. Avec le recul, il n'est pas difficile de comprendre que les risques techniques de débuter une expertise avec la construction d'une éolienne de capacité supérieure aux réalisations de l'époque, constituait un risque technique considérable.

Il est possible de chiffrer les courbes d'apprentissage de technologies énergétiques, et d'apprendre ainsi à pondérer l'audace des projets en fonction du niveau d'expérience. Le document de l'IEA « Experience Curves » est déposé en preuve à cet effet en Annexe Coûts. Les auteurs y démontrent que l'inexpérience se traduit en coûts supérieurs (conception non optimale, appels d'offres qui engendrent des coûts inutiles, nombreuses corrections à toutes les étapes, inexpérience des fournisseurs, incertitudes techniques, etc.). Lors des premiers projets, l'industrie nationale performe moins bien que les résultats qui sont obtenus à l'international. Mais plus elle réalise de projets, plus l'expertise se développe et les coûts diminuent.

Par exemple, il est rapporté dans un article déposé en preuve en Annexe Technologie qu'entre 1998 et 2002 la production des centrales éoliennes a augmenté de 50% aux Etats-Unis[5]. Il

5 Mason B., Black & Veach International Renewables Review, A Closer Look at Renewable Energy Capacity Factors, Spring 2004. FIchier BV_int_renew2.pdf sur medium électronique en Annexe Technologie.

apparaîtrait donc souhaitable de tenir compte de ces phénomènes dans le cadre du développement d'un plan d'implantation (carte routière) des centrales éoliennes au Québec.

On peut donc en conclure qu'avec le seul appel d'offres A/O 2003-02 d'HQD ne pourra servir d'exemple typique des coûts des projets éoliens, car il s'agit du premier projet d'envergure depuis l'abandon des technologies d'éoliennes à axe vertical.

Si la tendance se maintient à des niveaux de puissance aussi bas, le Québec ne pourra pas développer significativement son expertise, diminuer ses coûts de réalisation, et faire partie des pays leaders en éolien. Les performances d'autres pays démontrent un seuil de l'ordre de 3 000 MW pour qu'une réelle maîtrise des technologies soit garante d'un bon rendement économique. Notons que la capacité cumulative installée à l'échelle mondiale sera en 2012 de 150 000 MW (DEWI, 2004a) et que le Québec dans un scénario ''Business as usual'' aura seulement 1 200 MW installés soit moins de 0,8 % du total mondial.

L'évolution de la capacité cumulative mondiale installée à l'horizon 2012 est présentée sur la Figure 4-2.

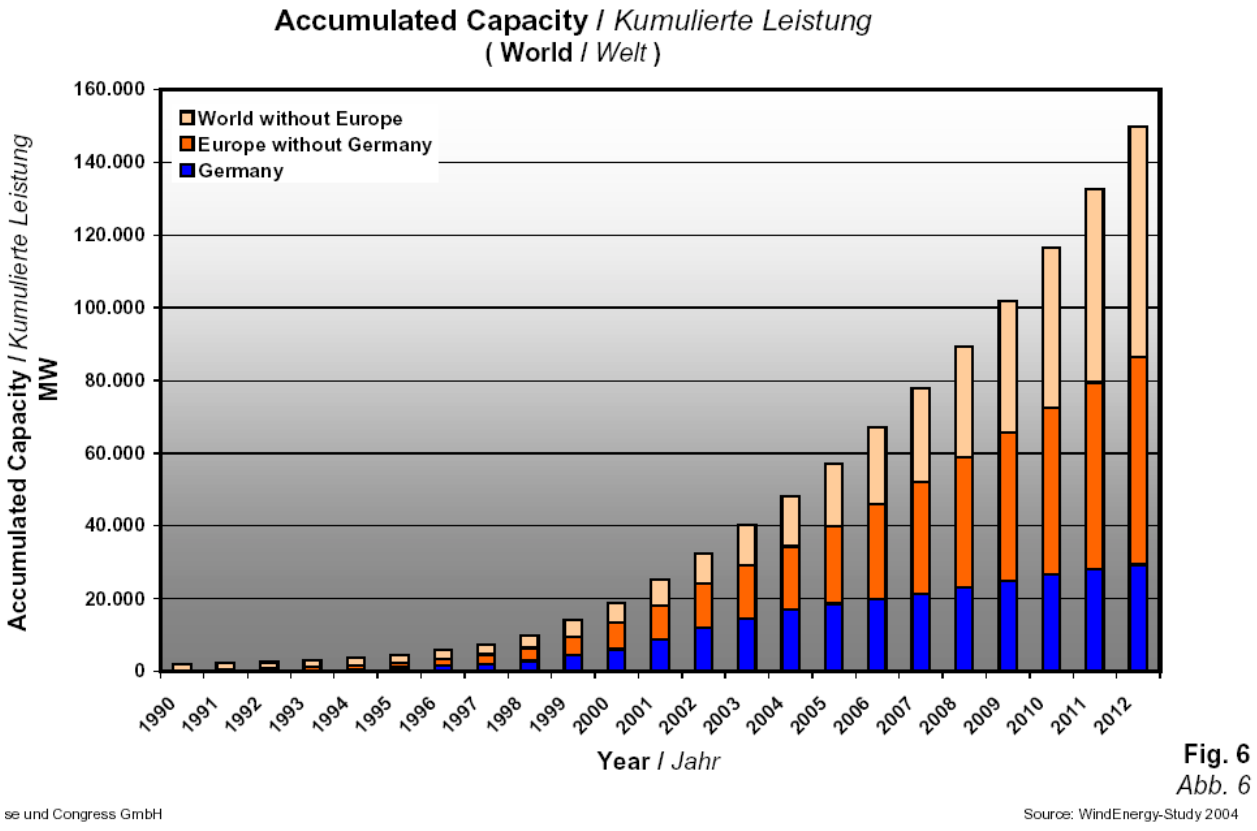


Figure 4-2 : Évolution de la capacité cumulative mondiale installée pour la période 2000-2012 (DEWI, 2004b)

On peut observer sur cette figure qu'**entre 2003 et 2012, la capacité cumulative mondiale installée sera pratiquement quadruplée, passant de 40 000 MW à 150 000 MW**.
Déjà, en 2008 (date supposée de mise en service de la centrale du Suroît), les quelque 90 000 MW éoliens installés au niveau mondial produiront plus de 185 TWh, soit plus de 28 fois l'énergie qui

serait produite annuellement par la centrale du Suroît. Il est donc incontestable que l'éolien représente une alternative crédible à la production énergétique au gaz naturel au Québec, et ce, d'autant plus que **le potentiel éolien au Québec offre l'équivalent de la production énergétique de 1 661 centrales du Suroît** (voir section 4.3.5).

En dehors de l'Allemagne, les principaux marchés à partir de l'année 2002 et au-delà ont été identifiés par les intervenants de l'industrie éolienne (DEWI, 2004 b) et sont montrés à la Figure 4-3. Par ordre d'importance décroissante, l'Espagne, la France, le Royaume-Uni, l'Autriche, les États-Unis et le Brésil sont considérés comme les marchés à plus fort potentiel.

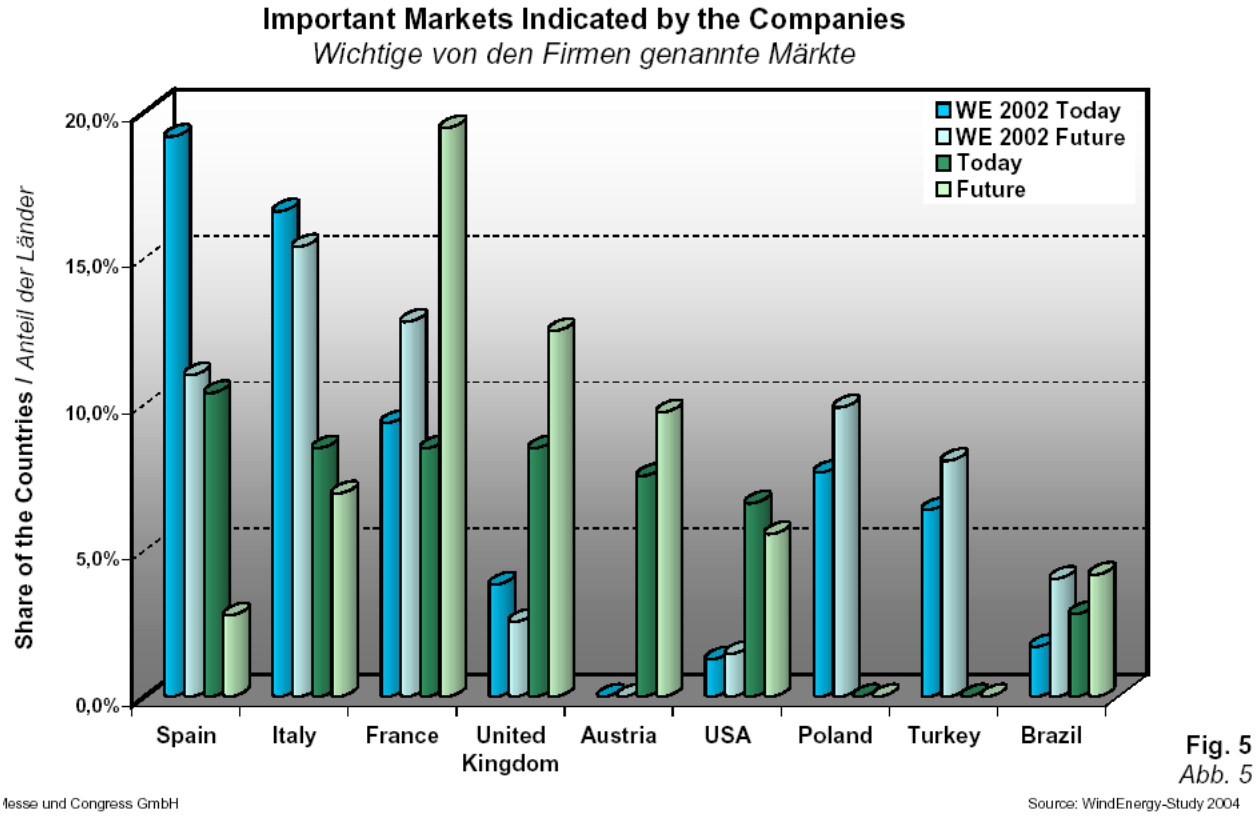


Figure 4-3 : Principaux marchés éoliens à partir de 2002

Dans le contexte d'un appel d'offres d'HQP lancé afin de sélectionner un manufacturier pour produire les éoliennes qui remplaceraient le Suroît, le pointage de l'appel d'offres devrait favoriser les propositions qui octroient un mandat d'exportation le plus large possible à la capacité manufacturière d'éolienne qui serait installé au Québec.

Les copies du sommaire exécutif de l'étude de marché exhaustive réalisée par DEWI (DEWI, 2004a) et tous les graphiques résumant les points clés de cette étude (DEWI, 2004b) sont déposées en preuve et présentées en Annexe Marchés.

Objectifs du dépôt en preuve :

- **Prouver que, contrairement aux déclarations des dirigeants d'Hydro-Québec, l'appel d'offres A/O 2003-02 d'HQD est insuffisant pour placer le Québec parmi les leaders en éolien pour les 10 prochaines années;**

- **Quantifier les perspectives de développement de l'industrie éolienne à l'horizon 2012 (plus de 150 000 MW de capacité installée);**

- **Prouver que l'énergie éolienne produira en 2008, au niveau mondial, plus de 28 fois l'énergie que la centrale du Suroît ne produirait à la même date;**

- **Identifier les sept pays à plus fort potentiel de croissance éolien selon l'industrie (**DEWI, 2004b**). Ces pays représentent autant d'opportunités pour l'exportation d'éoliennes, de composantes ou de services de génie éolien par le Québec;**

- **Suggérer la méthode la plus appropriée pour favoriser les propositions qui octroient un mandat d'exportation le plus large possible à la capacité manufacturière d'éolienne qui serait installé au Québec pour remplacer le Suroît.**

4.3.4.1.3 Conditions clés du développement de nouveaux marchés éoliens tels le Québec

Dans le cadre de l'étude de DEWI (DEWI, 2004a et b), les manufacturiers et développeurs majeurs de l'industrie éolienne ont été interrogés pour définir les conditions préalables, indispensables au développement des marchés éoliens étrangers et les meilleures méthodes de développement de ces marchés. Le Québec aurait tout intérêt à s'inspirer de ses critères et méthodes dans la définition de sa stratégie de développement de l'industrie éolienne, de manière à s'assurer de sa réussite et de son intégration au tissu industriel québécois.

La première question posée aux acteurs de l'industrie portait sur l'identification des principaux obstacles au développement de l'industrie éolienne sur les marchés internationaux. Les réponses sont présentées sous forme graphique à la Figure 4-4.

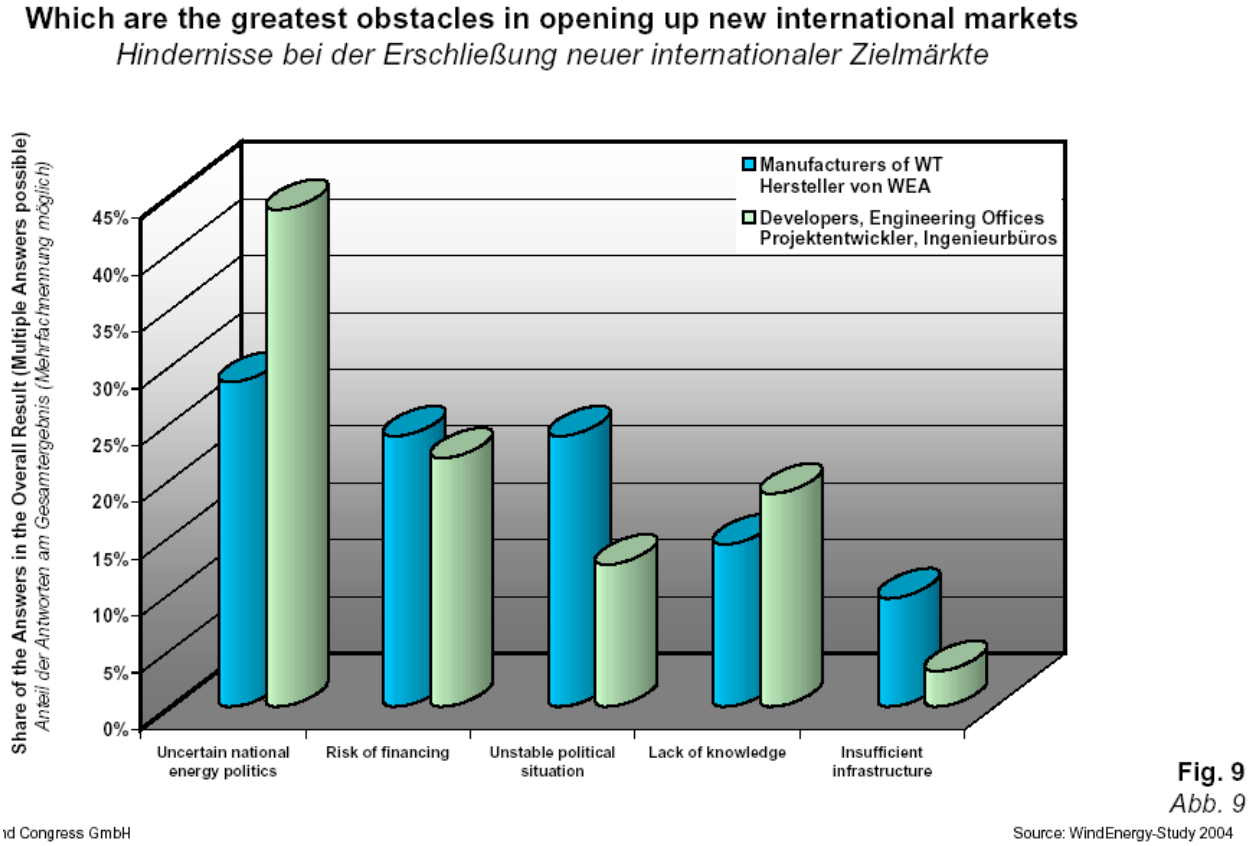


Figure 4-4 : Identification des principaux obstacles au développement de l'industrie éolienne sur les marchés internationaux (DEWI, 2004b)

Le facteur nettement le plus important est celui de l'incertitude sur la politique nationale d'énergie. En d'autres termes, est-ce que la volonté politique d'implanter des capacités éoliennes est présente et sincère?

Les autres facteurs significatifs sont les risques financiers et les situations politiques instables. En dernière position viennent le manque de connaissances locales et d'infrastructures appropriées.

On peut déduire des obstacles identifiés par les principaux acteurs de l'industrie, que l'implantation réussie de l'industrie éolienne au Québec devrait s'appuyer sur :

- *Un choix de développement basée sur une vision à long terme*.
  Compte tenu des prises de position publiques des députés, il n'est pas utopique de penser à un large consensus de tous les partis politiques (Parti Libéral, Parti Québécois et Action Démocratique du Québec). Ce consensus pourrait faire l'objet d'une recommandation spéciale de la Régie de l'énergie. Cette recommandation alimenterait favorablement la commission parlementaire sur l'énergie prévue à l'automne 2004.
  Une telle démarche éliminerait à la fois les risques reliés aux incertitudes sur la politique énergétique du Québec ainsi que ceux reliés aux changements de gouvernement. En effet, dans tous les pays où l'éolien connaît du succès c'est-à-dire ceux qui possèdent de fortes capacités installées et des capacités manufacturières importantes, un support politique toujours renouvelé a été indispensable. C'est un choix politique à long terme qui a fait le succès actuel du Danemark, de l'Allemagne et de l'Espagne en matière d'éolien. On ne

peut pas y échapper et c'est la seule façon actuelle de l'imposer à Hydro-Québec qui a clairement démontré son absence d'intérêt envers l'éolien;

- *Une diminution de l'incertitude*.
  À partir du choix politique de long terme du développement de la filière éolienne, l'incertitude disparaîtra. De là, les perceptions de risques pour le financement par le secteur privé sont grandement amoindris. Le cas de l'Allemagne représente l'exemple typique d'un marché où le financement de l'éolien est grandement facilité par une politique gouvernementale guidée par la stabilité, la prévisibilité et le long terme. Ce pays a virtuellement éliminé toutes les incertitudes reliées au changement de politiques énergétiques et à l'instabilité reliée aux changements de gouvernement (consensus).
  Si HQP, préférablement une filiale de HQP (la Société de Développement de l'Énergie Éolienne du Québec), développe la quote-part proposée dans ce document pour remplacer le Suroît, les problèmes de financement ne se posent pas car HQP possède les capacités et surtout la réputation pour financer tout type de développement éolien requis au Québec;
- *Une campagne d'information* gouvernementale qui commencerait par les cadres supérieurs d'Hydro-Québec pour s'étendre à toute la population, exposant clairement les enjeux économiques, sociaux et environnementaux reliés au développement ordonné et bien planifié de la filière éolienne. Le fil directeur de cette campagne devrait être qu'investir dans l'éolien aujourd'hui, c'est investir dans l'avenir de vos enfants. Compte tenu des opinions exprimées par la population à ce jour, une telle campagne est un succès assuré;
- Finalement, *un choix ouvert de localisation géographique des centrales éoliennes* devrait permettre à HQP et/ou aux promoteurs privés de localiser leurs centrales près des grandes lignes électriques déjà existantes, de manière à diminuer les coûts reliés au renforcement des infrastructures de transport d'électricité. On évitera ainsi l'erreur qui est en train d'être commise, i.e. investir plus de 400 millions de dollars dans le renforcement du réseau de la Gaspésie pour accommoder seulement 1 000 MW d'éoliennes. La tendance actuelle risque de faire payer aux consommateurs d'électricité les coûts d'une mauvaise planification dans l'implantation des centrales éoliennes.
  Les meilleures régions (à confirmer par des cartes de vents) sont probablement celles de la Côte Nord et de la Baie-James puisque des lignes de très grande capacité -plus de 12 000 MW et plus de 14 000 MW respectivement- desservent déjà ces régions. Le choix de la localisation des capacités manufacturières devrait aussi être ouvert sur tout le territoire québécois de manière à diminuer les coûts transactionnels associés à la mise en place des infrastructures requises par les manufacturiers. Ces derniers pourront alors faire des propositions d'implantation au plus bas coût pour la société québécoise.

La deuxième question de l'étude de l'institut DEWI portait sur l'identification des meilleures méthodes selon les principaux acteurs de l'industrie pour ouvrir de nouveaux marchés à l'international; les résultats sont résumés sur la Figure 4-5.

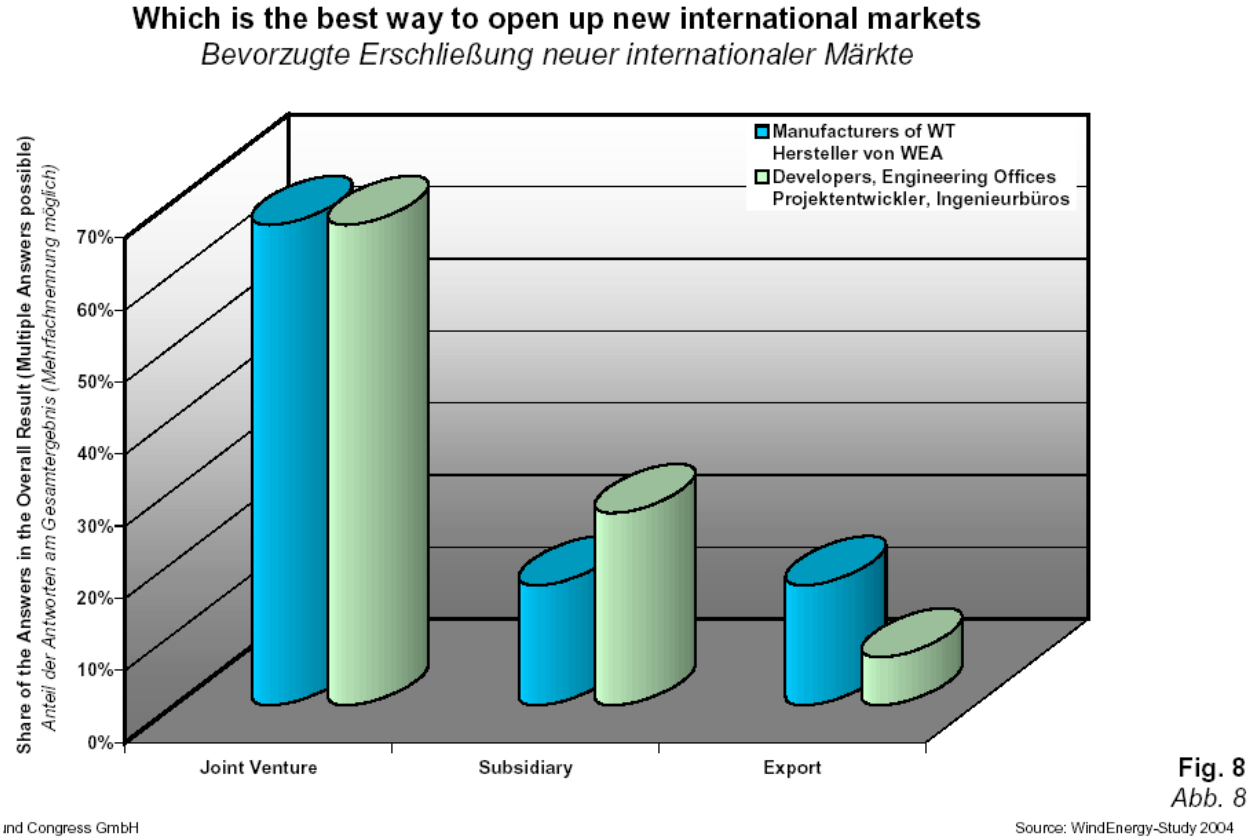


Figure 4-5 : Identification des meilleures méthodes de développement de l'industrie éolienne sur les marchés internationaux (DEWI, 2004b)

Clairement, la co-entreprise (Joint Venture) est considérée comme la meilleure méthode de développement de l'industrie éolienne.

On peut déduire des méthodes préférées par les principaux acteurs de l'industrie pour développer les nouveaux marchés éoliens que le Québec devrait :

- Dans le cadre d'un appel d'offres pour remplacer le Suroît par une quote-part éolienne, privilégier les soumissions des manufacturiers qui sont basées sur la mise sur pied de coentreprises impliquant des entreprises québécoises. Par un système de pointage adapté, les soumissions des coentreprises devraient être privilégiées.

Les copies du sommaire exécutif de l'étude de marché exhaustive réalisée par DEWI (DEWI, 2004a) et tous les graphiques résumant les points clés de cette étude (DEWI, 2004b) sont déposées en preuve et présentées en Annexe Marchés.

Objectifs du dépôt en preuve :

- **Démontrer quels sont les principaux obstacles au développement de l'éolien au Québec et proposer les mesures concrètes à mettre en place pour les surmonter :**
    - **Faire de l'éolien un choix politique privilégié du gouvernement en matière de développement énergétique au Québec;**

- **Mettre en place les indicateurs (politiques, programmes, incitatifs) qui vont signifier à HQP et au secteur privé qu'investir en éolien n'est pas une proposition à risque, mais plutôt un choix de société axé sur un développement énergétique durable;**

- **Mettre sur pied une campagne d'information gouvernementale qui commencerait par les cadres supérieurs d'Hydro-Québec pour s'étendre à toute la population exposant clairement les enjeux économiques, sociaux et environnementaux reliés au développement ordonné et bien planifié de la filière éolienne. Le fil directeur de cette campagne devrait être qu'investir dans l'éolien aujourd'hui, c'est investir dans l'avenir de nos enfants;**

- **Proposer un choix ouvert pour la localisation géographique des futures centrales éoliennes et des capacités manufacturières en éolien pour limiter les coûts;**

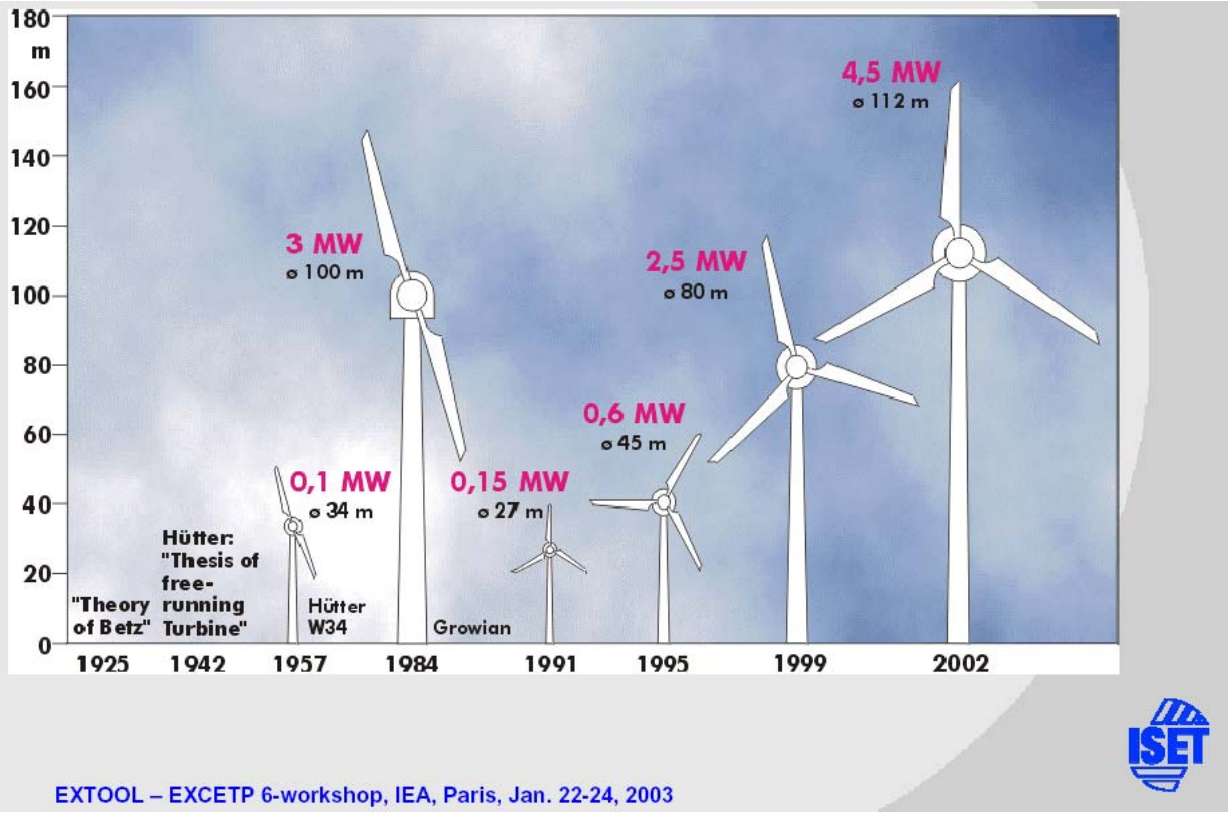
- **Présenter la méthode de développement des nouveaux marchés qui est privilégiée par les manufacturiers d'éoliennes et spécifier le meilleur moyen d'en tirer profit pour la société québécoise :**

  - **Dans le contexte de l'appel d'offres et par un système de pointage adapté, privilégier les soumissions des coentreprises (manufacturiers d'éoliennes et entreprise(s) manufacturière(s) québécoise(s)).**

4.3.4.2 Technologie

4.3.4.2.1 État de l'art technologique

L'évolution technologique très rapide de la technologie éolienne se résume bien en quelques images. La Figure 4-6 présente une mise en perspective visuelle de l'évolution historique des éoliennes et de l'accélération récente des développements technologiques. La Figure 4-7 présente une mise en perspective des dimensions des génératrices à entraînement direct des éoliennes de nouvelle génération (pas de boîte d'engrenage).



Figures 4-6 : Évolution de la technologie éolienne (Durstewitz, 2003)

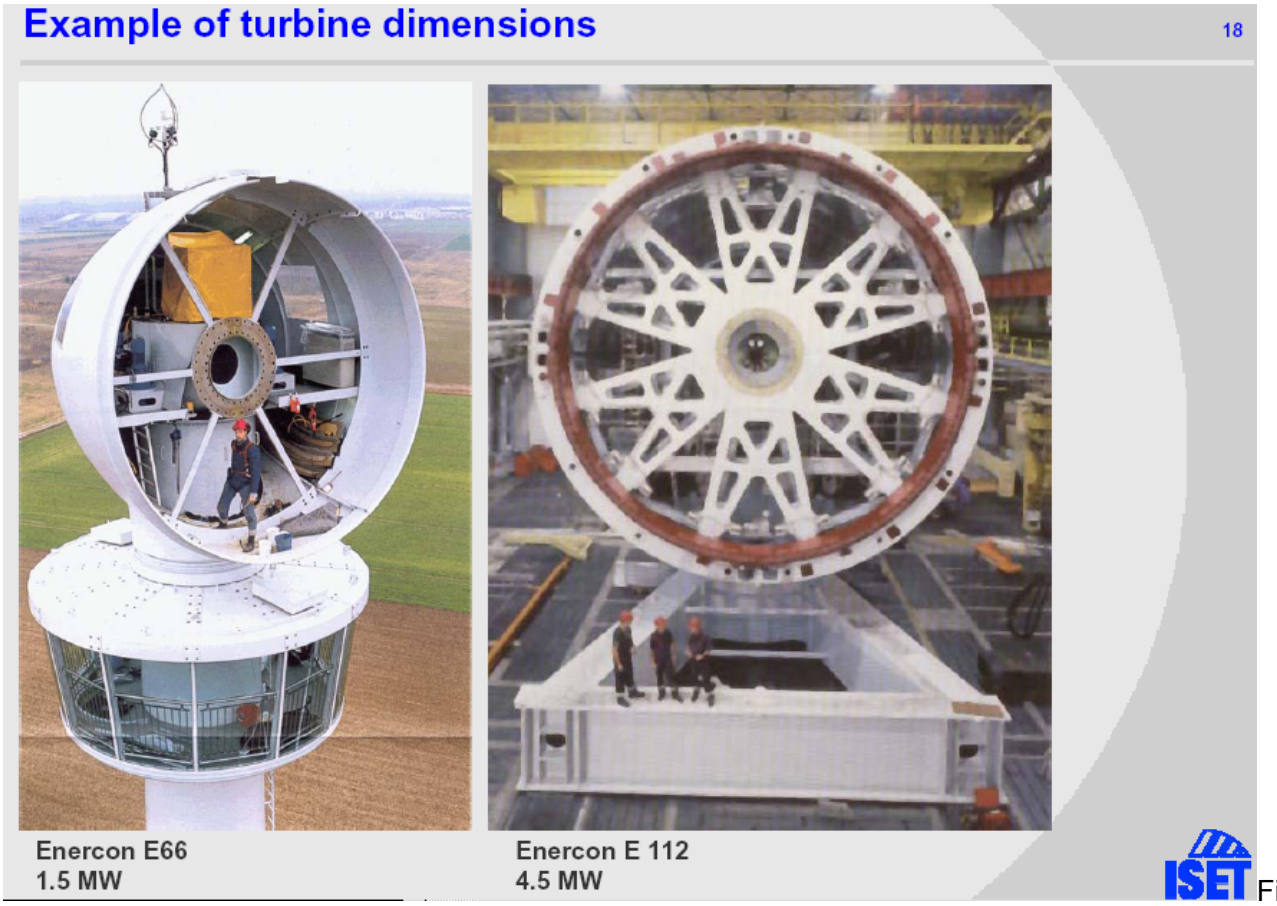


Figure 4-7 : Dimensions des génératrices à entraînement direct des éoliennes de nouvelle génération (Durstewitz, 2003)

Actuellement, les éoliennes constituent les plus grandes structures tournantes au monde. Dans le courant de la dernière décennie, le diamètre typique des éoliennes est passé de 27 m à 112 m[6]. C'est cette évolution (période de 1980 à 2000) en terme de puissance de génératrice et de diamètre qui est présentée à la Figure 4-8. Il faut noter que les manufacturiers d'éoliennes (NEG-Micon, Enercon) ont déjà nettement devancé ce qui pouvait être extrapolé à partir des tendances 1990-2000. En effet, le diamètre du rotor des nouvelles machines dépasse déjà les 100 m et une puissance de 4,5 MW, valeur qui ne devait pas être atteinte avant 2005.

Certains manufacturiers ont déjà annoncé leur intention de développer de nouveaux modèles : 6 MW et plus pour un diamètre de l'ordre de 130 m (BTM Consult, 2003).

6 Le diamètre de telles machines est plus grand que l'envergure (distance d'une pointe d'aile à l'autre) des plus gros avions actuellement en opération. En effet, le diamètre des éoliennes disponibles commercialement (2,5-3 MW) peut facilement atteindre les 90 m alors que le plus gros avion de transport civil, l'A3XX n'a qu'une envergure de 79.8 m.

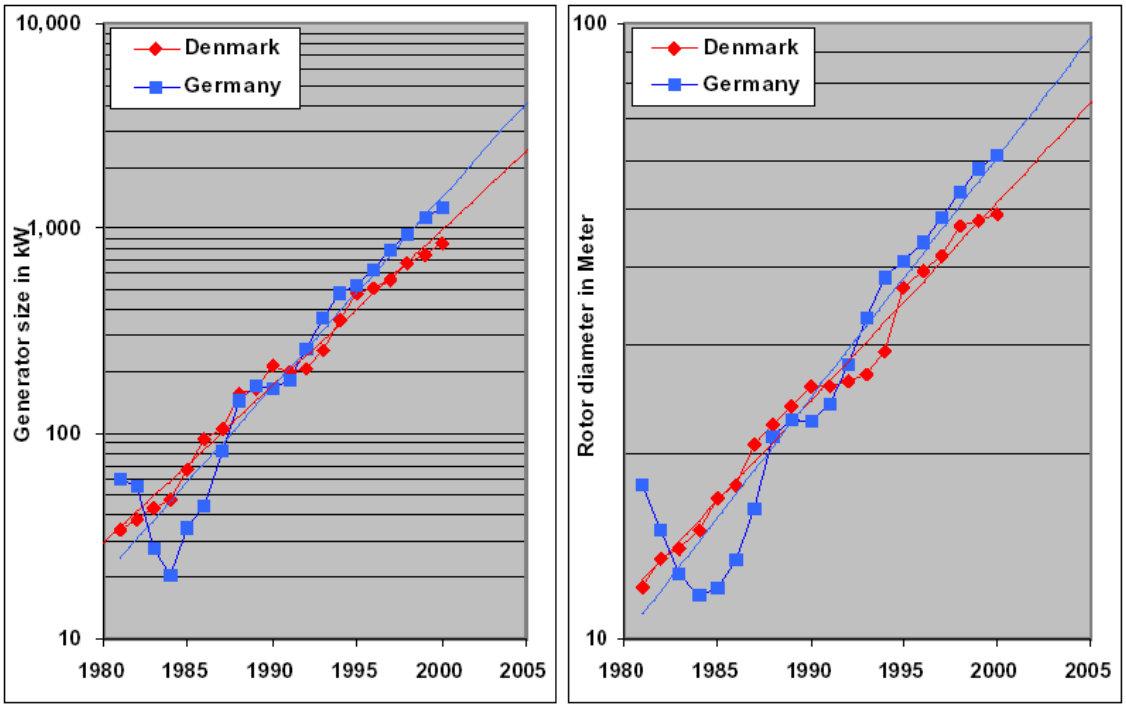


Figure 4-8 : Évolution récente de la puissance et du diamètre des éoliennes produite en Allemagne et au Danemark (Dannemand Andersen, 2003)

Finalement, on doit souligner qu'avec la dernière génération d'éoliennes de 4,5 MW[7] disponible commercialement en 2005-2006, il faudrait installer seulement 550 éoliennes pour produire l'équivalent des 6,5 TWh qui seraient produits par le projet du Suroît. Avec des éoliennes de plus de 6 MW (BTM Consult, 2003) ou plus, disponibles en 2008-2010, le nombre d'éoliennes requis serait de 425 ou moins. Finalement, on pourrait remplacer le Suroît dès aujourd'hui avec environ 900 éoliennes de 2,5-3 MW -disponibles commercialement en 2004-.

Si l'on compare avec les quelque 12,6 TWh du projet de centrale Eastmain-1-A et dérivation Rupert, on peut compter 1 065 éoliennes de 4,5 MW, 800 éoliennes de 6 MW, ou environ 1700 éoliennes de 2,5-3 MW.

La liste exhaustive des éoliennes de 2,5 MW et plus commercialement disponibles actuellement est fournie par BTM Consult (2004) et de Vries (2004).

D'un point de vue plus qualitatif et quantitatif, l'état de l'art en matière de technologie éolienne est présenté dans le Tableau 4-2. Cet état de l'art technologique détaillé a été établi en décembre 2002 pour la Commission Européenne par le Directorate General for Transport and Energy (ESTIR, 2002). Ce document démontre que les éoliennes peuvent opérer en climat très froid (-40

7 Facteur de capacité de 30 % la ressource éolienne étant disponible tel que décrit en section 4.3.5.

°C), fournit une évaluation du coût additionnel pour opérer en climat froid et montre quelles sont les performances typiques actuelles des éoliennes (efficacité, productivité, disponibilités typiques, durée de vie, etc.). Comme on pourra le constater à la lecture du Tableau 4-2, les éoliennes constituent une technologie commercialement disponible, performante, en évolution rapide et dont les caractéristiques techniques sont très bien connues.

Tableau 4-2 : État de l'art en matière de technologie éolienne (ESTIR, 2002)

Average operational hours/year (at production stage)	6.000 – 7.000 hours/year		
A. State of the art			
Advances in Research	**Achieved (facts)**	**Target**	**By (year)**
Largest wind turbine rated power:	4,5 MW	5-7 MW	2003/4
Largest blade: length	52,5 m	60 m	2003/4
Largest blade: weight	20 t	18 tons	2003/4
Blade weight over swept area	1,2 – 1,8 kg/m^2 (2,0kg/m^2)		
Top weight/rotor area	22 - 25 kg/m^2 (50 kg/m^2)		
Efficiency (best reported) (Cp max)	52%		
Load factor (low – high – average)	19 - 43 - 32 %		
Heat recovery or thermal efficiency	n.a.		
Blade heating system and heated components	….		
Specific additional cost for cold climate and mountainous regions (eg. for heating elements)	5% on investment cost (or in €/kW)		
Technology related indicators (for demo and commercially available units)			
Type of wind turbines	> 99% Horizontal axis, < 1% Vertical or others		
Number of blades	3 (2-bladed <1%)		
Blade materials	glass-fibre reinforced plastics, wood-epoxy, carbon fibre reinforced plastics		
Commercial produced size/range	0.03 to 2.5 MW		
Hub Height:	20 – 120 m, 140m in design		
Diameter range:	10 – 90 m, 115 m in design		
Commercially produced blade: length range	5 – 42 m		
Commercially produced blade: weight range	0.5 –16 tons		
Blade weight over swept area	1,2 – 1,8 kg/m^2		
Nacelle: mass range (included blades)	1 – 140 tons		
Top weight/rotor area	7 - 25 kg/m^2 (50 kg/m^2)		
Tower: weight range	10 - 220 t		
Operational temperature	-40° C - +55° C		
Largest wind farm (in operation):	280 MW King Mountain, Texas		
Largest offshore wind farm (in operation):	40 MW	200 MW by 2003	
Performance indicators (for demo and commercially available units)			
Efficiency (commonly reported) (electric power)	38 - 48 %		
Overall efficiency (Average Cp over year)	30 - 35 %		
Specific energy production (best performance)	1600 - 2000 kWh/m^2/a	(nb: rotor area)	
Specific energy production (common performance)	900 - 1400 kWh/m^2/a	(nb: rotor area)	
Life time operational hours per wind turbine (at production)	120.000 –140.000 h	140.000 h by 2005	
Economic life time	10 - 20 years		
Design life time	20 years		
Time needed to compensate for manufacturing energy - at max. power: ~ 1 month, at average power: 3 – 6 m			
Technical availability : best reported	> 99%		
Technical availability : average	96 - 99 % (98% is typical)		
Technical non-availability: average	1 - 4 %		
Capacity factor	20 – 30 %		
Equivalent full load hours	1.800 – 3.400 hours		

Pour compléter la démonstration de la capacité d'opérer les éoliennes en climat froid[8], nous déposons deux preuves : (1) le répertoire de toutes les centrales éoliennes, au niveau mondial,

8 L'impossibilité d'opérer les éoliennes dans notre climat nordique est souvent brandie comme un argument justifiant l'opposition de plusieurs au développement de l'énergie éolienne au Québec.

opérant en climat froid (WTCC, 2003) et (2) l'état de l'art sur l'opération des éoliennes en climat froid réalisé par Laakso et al. en avril 2003. De plus, nous déposons les copies des documents produits par Durstewitz (2003), Dannemand Andersen (2003), Neij et al (2003) portant sur l'évolution rapide de la technologique éolienne (incluant les impacts sur les coûts). Également, les documents ESTIR (2002) portant sur les valeurs des indicateurs technologiques clés de l'éolien sont déposés en preuve et présentés en Annexe Technologie et en Annexe Coûts (Neij et al; 2003).

Objectifs du dépôt en preuve :

- **Démontrer l'évolution rapide de la technologie éolienne à partir d'un indicateur clé, la taille des éoliennes (diamètre 70-130 m; tour de 80-120 m);**
- **Indiquer les tendances futures dans le domaine (machines de plus de 5 MW);**
- **Démontrer à partir des indicateurs technologiques détaillés ESTIR (2002), que la technologie éolienne est commercialement disponible, performante, en évolution rapide et qu'elle présente des caractéristiques techniques très bien connues;**
- **Démontrer que les éoliennes peuvent opérer en climat très froid (-40 °C);**
- **Démontrer qu'avec 830-990 éoliennes de 2,5-3 MW commercialement disponibles aujourd'hui, on pourrait remplacer le Suroît.**

4.3.4.2.2 Développements futurs par la R-D

Les domaines prioritaires de la R-D (EWEA, 2004) en éolien tel que définis par l'industrie européenne de l'éolien dans son dernier plan stratégique en matière de R-D, sont présentés dans le Tableau 4-3. Les indicateurs clés des développements futurs en matière de technologie éolienne et les objectifs à atteindre à travers ces développements sont résumés dans le Tableau 4-4 (ESTIR, 2002).

Tableau 4-3 : Domaines prioritaires de R-D selon l'industrie européenne de l'éolien (EWEA, 2004)

Priority R&D areas

1. Economic, Policy & Market Issues
   e.g. assessment affecting wind farm investments and market barriers
2. Environmental & Social Impacts
   e.g. enhancing local incentives by developing participation models
3. Wind Turbine & Component Design Issues
   e.g. basic research in aerodynamics, structural dynamics, structural design and control
4. Testing, Standardisation, & Certification
   e.g. common accepted certification procedures for wind turbines and wind farms
5. Grid Integration, Energy Systems & Resource Prediction
   e.g. forecast of wind resource
6. Operation & Maintenance
   e.g. advanced condition monitoring
7. New Potentials
   e.g. in complex terrain and remote areas where satellite technology can be used, among others, in the formulation of wind atlases – showing the wind resource
8. Offshore Wind Technology
   e.g. research into the control and efficiency of very large wind farms and more cost effective foundations, transport and installation techniques
9. Mega Watt and Multi-Megawatt Wind Turbines
   e.g. application of new materials with improved strenth-mass ratio and development of lighter components

Tableau 4-4 : Priorités et objectifs des développements technologiques futurs (ESTIR, 2002)

B. Headline indicators

Technical or scientific bottlenecks or impediments

- electricity production cost reduction through design optimisation (to increase competitiveness)
- size and availability increase for offshore applications (to increase rentability of standard costs)
- sound power level reduction (to reduce distance from close-by habitats and increase public acceptability)
- size, aerodynamics and aeroelasticity of blades (to capture more wind)
- overall nacelle weight reduction (to reduce mass and increase efficiency)
- increase of the degree of system's overall recyclability
- develop reliable output prediction tools and reduce uncertainties
- there is not a fully quantified value system of wind electricity

Headline indicators	actual	target	limited by	by
Largest wind turbine rated power onshore	4.5 MW	5 MW	components' development	2003/4
Wind turbine rated power offshore	2 MW	5-7 MW	development, authorisations	2005-7
Blade length	52,5 m	80 m	lack of experience for very large composite structures	2010
Overall nacelle weight/rotor area	22-25 kg/m^2	< 18 kg/m^2	components, loads	2010
Sound power level	95-105 dB(A)	<90 dB(A) for >2MW (on shore)		2010
Turn-key cost per kW installed (onshore)	770-1000 €/kW	600-800 €/kW		2010
(offshore)	1170-2000 €/kW	1000-1300 €/kW		2010
Cost per m² of swept area (FOB price)	350-400 €/m^2	260-300 €/m^2		2010
Electricity cost (kWh manufacturing):	0,04 – 0,07 €/kWh	< 0,027 €/kWh (2010), < 0,018 €/kWh		2020

C. Further R&D work focus (national and/or FP6)

Technology Development:

- from classical drive trains to direct driver
- introduction of power electronics
- market share of variable speed increases quickly
- from fixed blade pitch angle to variable pitch angle
- offshore:
  - grid integration
  - dedicated wind turbines to reduce costs
  - transport
  - installation methods
  - load conditions
  - reliability
  - forecasting extreme wind, wave and icing conditions
- sound power level reduction
- blade heating and heating elements
- geometric and aero-elastic stability for large rotors
- short term power output predictions
- new blade materials
- condition monitoring (especially offshore)
- validation of standards
- storage techniques
- better models for aerodynamics/aeroelasticity
- new intelligent structures/materials/recycling
- mechanical design

- electrical design
- wind farm integration
- update of wind resource including implementation constraints
- standards related R&D wind conditions
- optimised statistics & logistics (transport O&M etc)
- materials; lack of standards
- heated ice free components (wind gauges, tip brakes, brakes etc)
- better models (of turbines) for cold climate operation

L'organisation de l'industrie éolienne dans la planification de la R-D (EWEA, 2004) en collaboration (ESTIR, 2002) avec les institutions européennes (Directorate General for Transport and Energy) et L'Agence Internationale de l'Énergie (2003) démontre bien la volonté de l'industrie de progresser rapidement en matière d'amélioration des performances techniques et économiques. L'objectif de l'industrie éolienne est de baisser les coûts de 30 à 50 % à l'horizon 2010. On estime que la contribution de la R-D représentera à elle seule 40% de la réduction totale des coûts (IEA, 2002).

On peut juger du réalisme de l'atteinte de ces objectifs en référence aux fonds déjà investis en R-D par les divers pays de l'OCDE (OCDE, 1999). Dans le Tableau 4-5, on présente les fonds publics investis chaque année entre 1993 et 1999 et exprimés en M$ US.

Tableau 4-5 : Montants investis en R-D (M$ US) par les divers pays de l'OCDE (OCDE, 1999)

Pays/Année	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Canada	1,18	1,04	1,09	1,72	1,84	0,86	0,75
Suède	3,66	4,38	2	1,39	N/D	3,92	N/D
Angleterre	11,44	4,39	5,04	3,69	2,31	1,65	2,59
Japon	9,65	8,57	6,74	5,06	4,59	4,18	3,65
Autres pays (OCDE)	1,38	N/D	N/D	3,67	7,48	2,73	3,08
Italie	3,07	4,77	10,08	10,89	6,28	5,87	N/D
Pays-Bas	7,89	7,8	6,92	5,53	7,23	6,47	N/D
Espagne	2,31	1,87	0,99	0,87	1,66	8,62	6,47
Danemark	7,2	7,08	6,96	5,8	8,78	7,58	7,22
Allemagne	32,82	27,32	29,31	37,73	23,53	21,78	19,24
U.S.A	1,1	29,58	47,1	32,05	29	32,84	34,4
Total annuel	81,7	96,8	116,23	108,4	92,7	96,5	77,4

On peut déduire des efforts financiers importants de R-D des pays de l'OCDE que le Québec aurait un intérêt stratégique à bénéficier de ces développements sans investir. Cela pourrait être réalisé simplement en sélectionnant dans le cadre d'un appel d'offres un manufacturier de classe mondiale déjà fortement impliqué dans ces activités de R-D en Europe et/ou aux États-Unis. Le système de pointage de l'appel d'offres devrait donc allouer un nombre de points croissant aux manufacturiers dont l'implication en R-D est plus importante que leurs compétiteurs; les indicateurs pourraient être les budgets internes de R-D (vérifiés), les projets européens ou américains menés en collaboration avec des instituts privés ou publics, les domaines de R-D ciblés (i.e. au Québec, l'opération en milieu nordique, l'intégration au réseau), etc.

Soulignons que l'École de Technologie Supérieure de Montréal vient de se voir octroyer la Chaire de recherche du Canada sur l'aérodynamique des éoliennes en milieu nordique (Harvey, 2004a).

La chaire est déjà très impliquée avec l'industrie éolienne dans le contexte du suivi des performances de la centrale du Nordais et le savoir-faire ainsi développé pourra supporter l'industrie dans son implantation au Québec; particulièrement en ce qui concerne l'opération des éoliennes en milieu nordique. La Chaire pourrait contribuer et tirer profit de l'existence d'une R-D de l'éolien en climat nordique très bien structurée, dynamique et progressant rapidement (IEA, 2003b).

Le plan stratégique de l'industrie européenne en matière de R-D (EWEA, 2004), le plan stratégique de R-D en éolien des pays participants à la R-D internationale en éolien dans le contexte de l'Agence Internationale de l'énergie (IEA, 2002, 2003a), la planification détaillée des questions techniques spécifiques traités dans le contexte de la R-D sur l'installation/opération des éoliennes en climat froid (IEA, 2003b) ainsi que le document de synthèse ESTIR (2002) résumant les indicateurs clés des développements futurs en éolien et les objectifs à atteindre à travers ces développements sont déposés en preuve et présentés en Annexe Technologie.

Objectifs du dépôt en preuve :

- **Démontrer le caractère planifié, coopératif et extensif (questions techniques, sociales et environnementales) du développement et de la réalisation de la R-D en éolien à l'échelle internationale (EWEA, 2004; IEA, 2002, 2003a et b);**

- **Présenter les informations détaillées sur l'ensemble des questions techniques, sociales et environnementales qui sont ciblées par les activités de R-D en éolien au niveau international (EWEA, 2004; IEA, 2002, 2003a). Présenter la planification détaillée des questions techniques spécifiques traitées dans le contexte de la R-D sur l'installation/opération des éoliennes en climat froid (IEA, 2003b);**

- **Présenter les objectifs économiques de ces développements : baisse des coûts de 30 à 50 %;**

- **Présenter les moyens publics mis en œuvre pour atteindre ces objectifs : plus de 80 M$ US par année; sans compter les investissements en R-D des manufacturiers;**

- **Montrer comment le Québec pourrait tirer profit de la R-D internationale à frais nuls grâce à un appel d'offres qui vise à sélectionner les manufacturiers les plus actifs en R-D. En effet, cette activité est vitale à l'industrie éolienne puisqu'on anticipe qu'elle permettra 40% des réductions de coûts à venir;**

- **Démontrer l'existence d'une structure de R-D bien implantée au Québec dans le domaine de l'aérodynamique des éoliennes en milieu nordique qui peut supporter l'industrie dans l'adaptation technologique aux spécificités du climat québécois.**

4.3.5. Ressource éolienne accessible au Québec

Lorsque l'on envisage le développement de l'énergie éolienne au Québec, le problème de la disponibilité suffisante de la ressource ne se pose pas. En effet, **le potentiel de production d'électricité global présenté dans le Tableau 4-6 démontre clairement que le Québec possède un potentiel éolien exceptionnel. En effet, il représente plus de 60 fois la production actuelle d'électricité par Hydro-Québec**. Il représente 129 % du potentiel éolien de

la communauté européenne qui possède déjà 28 706 MW de capacité éolienne installée et 60 % du potentiel éolien des États-Unis qui possède déjà 6 374 MW de capacité éolienne installée.

Tableau 4-6 : Potentiel de production d'électricité global du Canada incluant le Québec et comparaison avec les pays européens et les États-Unis

Région/pays	Superficie (km^2)	Pourcentage du territoire avec une ressource éolienne caractérisé par une densité de puissance (W/m^2) à 50 m			Potentiel de production d'électricité éolienne[9] (TWh/an)	Production actuelle d'électricité (TWh/an)
		< 200	200 – 400 (classe 2-3)	> 400 (classe 4 et +)		
Nunavut	591 000	0	4	96	12 500	0
Québec	1 541 000	51	33	16	10 800	180
Manitoba	650 000	23	39	38	8 000	34
Terre-Neuve	405 000	25	21	54	5 600	73
Total (Canada)	3 187 000				36 900	588
Danemark	43 094	-	-	-	780	38
Royaume-Uni	245 000	-	-	-	2 600	386
Pays-Bas	41 526	-	-	-	420	94
Suède	449 965	-	-	-	540	162
Communauté Européenne	3 236 180	-	-	-	8 400	
États-Unis	9 158 960	-	21	1,2	18 100	3900

Source : Thompson (1981), Johansson et al. (1993), IEA (2001) et Association Canadienne de l'Électricité (2001)

Même si les valeurs rapportées dans le Tableau 4-6 s'avéraient en erreur de 1 000 %, ce qui est clairement irréaliste, pour un document réalisé par une université américaine aussi crédible, le potentiel pour le Québec[10] serait alors de 108 TWh soit 16 fois la quantité d'énergie que le projet du Suroît est censé produire. **D'un point de vue énergétique, on peut donc conclure qu'il est possible de remplacer le projet du Suroît par le développement à grande échelle de l'énergie éolienne au Québec. On pourrait aussi supporter toute croissance de la consommation énergétique à laquelle le Québec pourrait avoir à faire face pendant les 20 prochaines années.**

Le potentiel de production d'électricité éolienne rapporté correspond au potentiel de production d'électricité pour toutes les régions où la densité de puissance à 50 m d'altitude[11] est supérieure à 250 W/m^2. De plus, ce potentiel de production ne prend pas en compte le potentiel éolien en mer

9 Il est crucial de noter que le potentiel rapporté ne tient pas compte de la ressource éolienne disponible en mer. Ce potentiel est généralement plus élevé que celui disponible sur terre.

10 Veuillez noter qu'avec un territoire 4,5 fois plus petit que celui du Québec, l'Allemagne à déjà installé plus de 14 600 MW d'éoliennes, soit l'équivalent énergétique de 5,8 Suroît.

11 Veuillez noter que les moyeux des éoliennes actuellement installées dans le monde sont généralement situés à des hauteurs de 80 à 120 m, augmentant ainsi de 15 à 30 % l'énergie disponible comparativement à une éolienne installée à 50 m. Conséquence, le potentiel présenté est conservateur.

qui généralement est très élevé. Le potentiel de production éolienne en mer devrait aussi faire l'objet d'une évaluation, car le potentiel est considérable. À titre d'exemple, le potentiel européen accessible en mer est de l'ordre de 3 029 TWh/an[12] selon une étude réalisé en 1995 pour la Commission Européenne par groupe conseil de réputation internationale Garrad Hassan et Germanischer Lloyd (SeaWind, 2004).

Pour fin de comparaison, on notera que la consommation des 15 pays membres de l'union européenne en 2002 était de 2 521 TWh/an et sera d'environ 3 124 TWh/an en 2020 (SeaWind, 2004).

Il est très intéressant de constater dans le Tableau 4-7 (SeaWind, 2004) que le potentiel éolien en mer d'une superficie de 10 500 km^2, couverte à moins de 0,06 % d'éoliennes, est de 259 TWh/an. À titre de comparaison avec une superficie ennoyée[13] supérieure à 18 500 km^2, l'ensemble des réservoirs d'Hydro-Québec ne permet pas de produire plus de 180 TWh/an.

On constate ici tout l'intérêt d'envisager des scénarios à très faibles impacts environnementaux et sociaux du type installation de centrales éoliennes sur les réservoirs d'Hydro-Québec[14] à la Baie-james par exemple. Dans ce contexte, c'est plus de 10 000 km^2 sur lesquels pourraient être installés environ 80 000 MW[15] qui produirait environ 208 TWh en considérant une vitesse raisonnable au moyeu de 7 m/s (50 m; Site limite classe 3-4).

Cette possibilité de déploiement à grande échelle devrait donc sérieusement être évaluée[16] pour :

- Maximiser les synergies éolien/hydraulique et ainsi :
    - remonter les niveaux des réservoirs d'Hydro-Québec pour pallier aux déficits d'hydraulicité;
    - maximiser la production hydraulique grâce à une hauteur de chute toujours proche de l'optimum correspondant à la hauteur de chute utilisée lors de la conception des turbines;
    - assurer le support en puissance de l'éolien par les turbines hydraulique actuelles tout en évaluant les possibilités d'un suréquipement hydraulique optimisé pour prendre en compte les apports éoliens, notamment en hiver;
    - Diminuer par 50 %, de 58 g CO_2/kWh à 29 g CO_2/kWh[17], les émissions totales de gaz à effet de serre des réservoirs (Lucotte, 2003) par unité d'énergie produite puisque la

12 Seulement les ressources disponibles à moins de 30 km des côtes, pour des profondeurs de moins de 40 m ont été considérées. Les zones incluant des infrastructures gazières et pétrolières, les secteurs protégés (parcs naturels, etc.), les zones militaires et les routes de trafic maritime ont été exclues.
13 La superficie totale des réservoirs québécois a, depuis le début des années 1970, augmenté de 76 % en passant de 0,7 à 1,2 % du territoire québécois (http://www.menv.gouv.qc.ca/regards/etat-1992.htm).
14 La grande majorité des impacts environnementaux et sociaux a déjà été encourus lors de la création de ces réservoirs. On éviterait ainsi l'essentiel des impacts environnementaux et sociaux sur terre.
15 Avec une densité d'installation de 8 MW/km2, conformément aux normes de l'industrie (SeaWind, 2004).
16 En commençant par réaliser une évaluation technico-économique de cette option de développement à grande échelle incluant mesure du potentiel éolien et élaboration de scénarios de développement et d'intégration au réseau. En réalisant, comme le Danemark en 1991 pour l'éolien en mer, un projet pilote pour démontrer la viabilité d'un tel projet.
17 Les émissions des centrales éoliennes sont nulles durant l'opération.

quantité totale d'énergie produite par le réservoir pourrait être doublée grâce à l'éolien installée sur le réservoir;
    - maximiser les taux d'utilisation des grandes lignes électriques d'Hydro-Québec dans la mesure ou l'énergie disponible au niveau des réservoirs serait plus grande grâce à l'éolien;
- Fournir les besoins québécois croissant en énergie et exporter l'électricité ainsi produite à grande échelle vers le lucratif marché des États-Unis pour renflouer les coffres de l'état québécois;
- Diminuer significativement le temps requis pour réaliser les études d'impacts environnementaux des futures centrales éoliennes. Les réservoirs d'Hydro-Québec constituent des ''systèmes aquatiques artificiels'' (Lucotte, 2003), par conséquent l'analyse des impacts environnementaux devrait être réalisée beaucoup plus rapidement puisque l'essentiel des impacts a déjà été encouru;
- Bénéficier de la baisse des coûts du kWh très rapide (plus de 50 % en 10 ans) de ce type d'installation sur l'eau (Henderson et al. 2001), tel que démontré sur la Figure 4-9 pour les projets réalisés en mer;
- Développer une compétence unique dans le couplage hydro-éolien à grande échelle sur réservoir. Cette compétence pourrait éventuellement permettre aux entreprises québécoises dont HQP de développer des projets similaires à l'international;
- Fournir de l'emploi et des revenus à grande échelle aux communautés Cries et québécoises.

Tableau 4-7 : Énergie produite pour une capacité installée en mer de 83 970 MW (SeaWind, 2004)

Table 3.2 2011 to 2015

	AEY (GWh)	Capacity (GW)	Area occupied (km2)	% of available area
Belgium	5,425	1.58	198	11.05
Denmark	39,795	11.54	1,443	4.40
Finland	5,412	4.26	533	1.39
France	46,911	15.12	1,890	6.36
Germany	9,911	2.84	355	2.12
Greece	412	0.66	82	1.38
Ireland	15,590	4.30	537	5.01
Italy	7,357	4.76	595	3.14
Netherlands	4,736	1.28	160	1.86
Portugal	6,315	1.94	242	8.71
Spain	36,378	11.31	1,414	11.19
Sweden	12,967	4.90	612	1.39
UK	67,856	19.48	2,435	3.45
Total	259,065	83.97	10,496	3.57

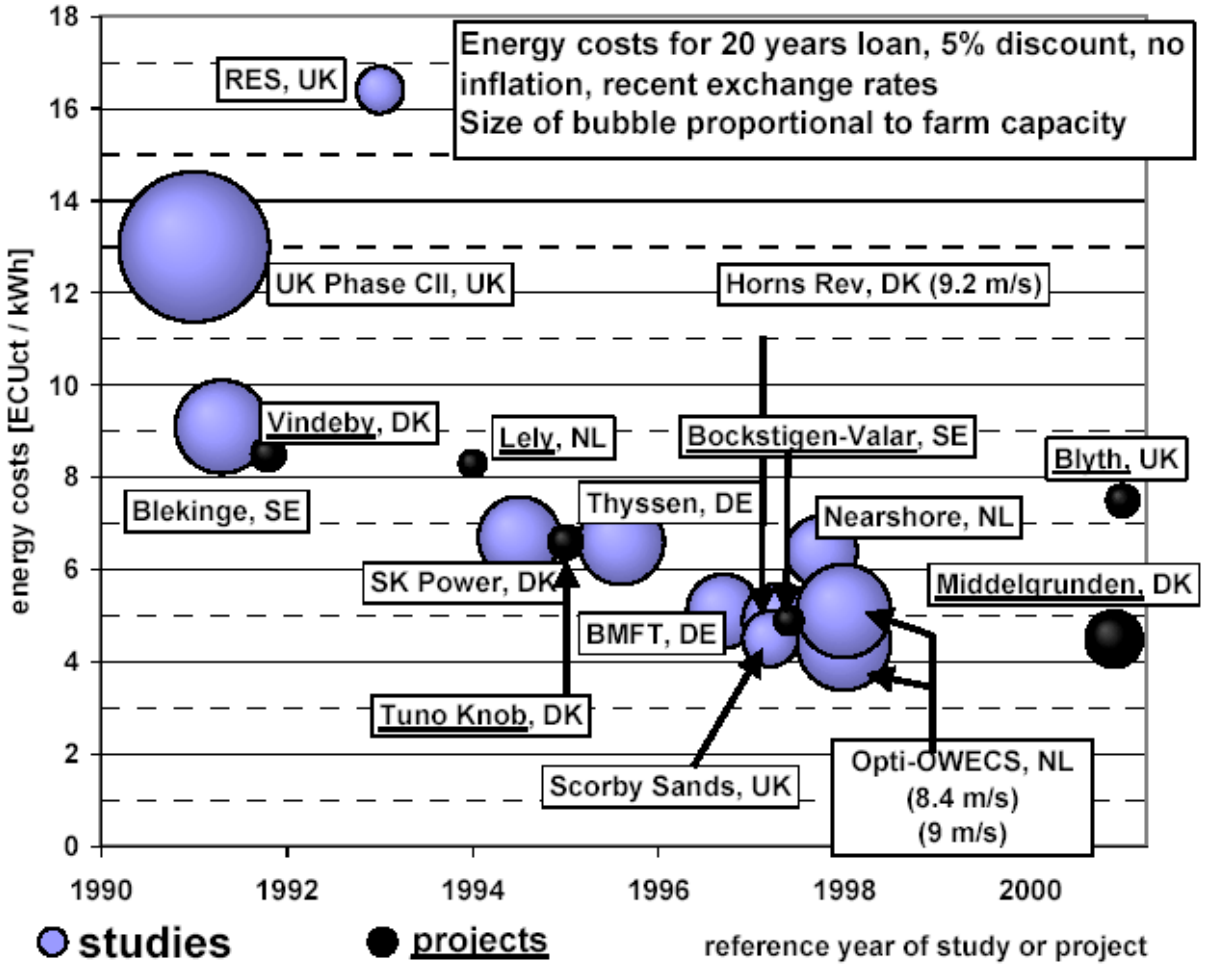


Figure 2: Reduction in Cost (6) (7)

Figure 4-9 : Décroissance des coûts des projets éoliens réalisés en mer

Pour conclure, ce scénario à très faibles impacts sociaux et environnementaux devrait être évalué dans le détail. Mais pour préparer cet avenir, il est fortement souhaitable de mettre en branle un projet de démonstration d'envergure (10 MW environ), et planifier en parallèle la réalisation des 2 500 MW proposés pour 2008. Cette "carte routière de l'éolien" n'est pas une fantasie de rêveur : c'est ainsi que les premiers projets éoliens en mer ont été réalisés et que la baisse des coûts rapportés sur la Figure 4-9 a été atteinte. Il est impératif de déterminer tous les coûts et toutes les compétences techniques que requière l'installation d'éoliennes sur réservoir.

Les copies des publications Thompson (1981), Johansson et al. (1993) où l'on retrouve la méthodologie utilisée pour produire les données du Tableau 4-6 ainsi que les données sur le potentiel éolien en mer en Europe (incluant le Tableau 4-7) et la méthodologie d'évaluation du potentiel en mer de Garrad Hassan (SeaWind, 2004) et les données sur la décroissance rapide des coûts (incluant la Figure 4-9) de production du kWh en mer (Henderson et al., 2001) sont déposées en preuve et présentées en Annexe Ressource et en Annexe Coûts.

Finalement, les résultats des études de Lucotte (2003), sont aussi présentés en preuve pour soutenir l'affirmation à l'effet que les réservoirs d'Hydro-Québec constituent des ''systèmes aquatiques artificiels'' et pour quantifier les émissions de GES par unité d'énergie produites par les réservoirs d'Hydro-Québec (Annexe Environnement).

Objectifs du dépôt en preuve :

- **Quantifier le potentiel éolien exceptionnel du Québec (10 800 TWh) et prouver qu'il est 60 fois plus grand que la production actuelle d'électricité par Hydro-Québec;**
- **Démontrer que même si le taux de croissance de la consommation atteint 2 % (environ 3-4 TWh/an) pendant les 20 prochaines années, l'éolien peut y répondre;**
- **Prouver que le potentiel éolien au Québec représente l'équivalent de la production énergétique de 1 661 centrales du Suroît;**
- **Présenter les chiffres typiques du potentiel éolien en mer par comparaison aux consommations typiques de pays au niveau d'industrialisation comparable à celui du Québec;**
- **Démontrer que les coûts du kWh des centrales éoliennes en mer ont baissés de plus de 50 % en 10 ans (Henderson et al. 2001);**
- **Proposer une stratégie à très faibles impacts environnementaux et sociaux de développement de l'éolien sur les réservoirs d'Hydro-Québec qui pourraient produire de très grandes quantités d'énergie (comparable aux 180 TWh déjà produit par Hydro-Québec) sans ennoyer de superficies supplémentaires, ni de dérivation à grande échelle des dernières rivières vierges du Québec. Tout cela en diminuant les émissions de gaz à effet de serre par unité d'électricité produite de 50 %, c'est-à-dire de 58 g CO^2/kWh à 29 g CO^2/kWh. Définir succinctement les premières étapes d'évaluation de cette option.**

4.3.6. Scénario éolien de remplacement du Suroît

4.3.6.1 Présentation du modèle d'analyse financière RETScreen®

4.3.6.1.1 Description préliminaire du modèle

L'outil d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen® International est un outil de sensibilisation, d'aide à la décision et de renforcement de compétences, innovateur et unique, qui a été développé pour surmonter l'importante barrière initiale (l'analyse de préfaisabilité) au déploiement des énergies propres.

L'élément central de l'outil consiste en un logiciel d'analyse de projet standardisé et intégré (Voir Figure 4-10) qui peut être utilisé à travers le monde pour évaluer la production énergétique, le coût du cycle de vie et la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) pour dix technologies

d'efficacité énergétique et d'énergie renouvelable[18]. On peut comparer avec des projets d'énergies conventionnels type le Suroît.

Le logiciel intègre une analyse de sensibilité des principaux indicateurs financiers (TRI, VAN et année de flux monétaire nul) aux principaux paramètres de projet (coûts d'investissement, taux d'intérêt sur la dette, taux d'inflation, etc.). Une analyse de risque permet aussi de classer ces paramètres de projet selon l'importance de leur impact sur les principaux indicateurs financiers, et aussi de calculer la plage typique de variation des indicateurs financiers correspondant à un niveau de risque spécifié par l'utilisateur.

L'outil comprend des bases de données de produits, de coûts, d'informations météo, un manuel en ligne, un cours de niveau collégial/universitaire basé sur des études de cas, un manuel d'ingénierie, et une place d'affaires électronique. Tous ces outils sont disponibles gratuitement en français et en anglais sur le Web. Pour ceux ayant un accès limité à Internet, tous ces outils sont aussi disponibles sur CD-ROM.

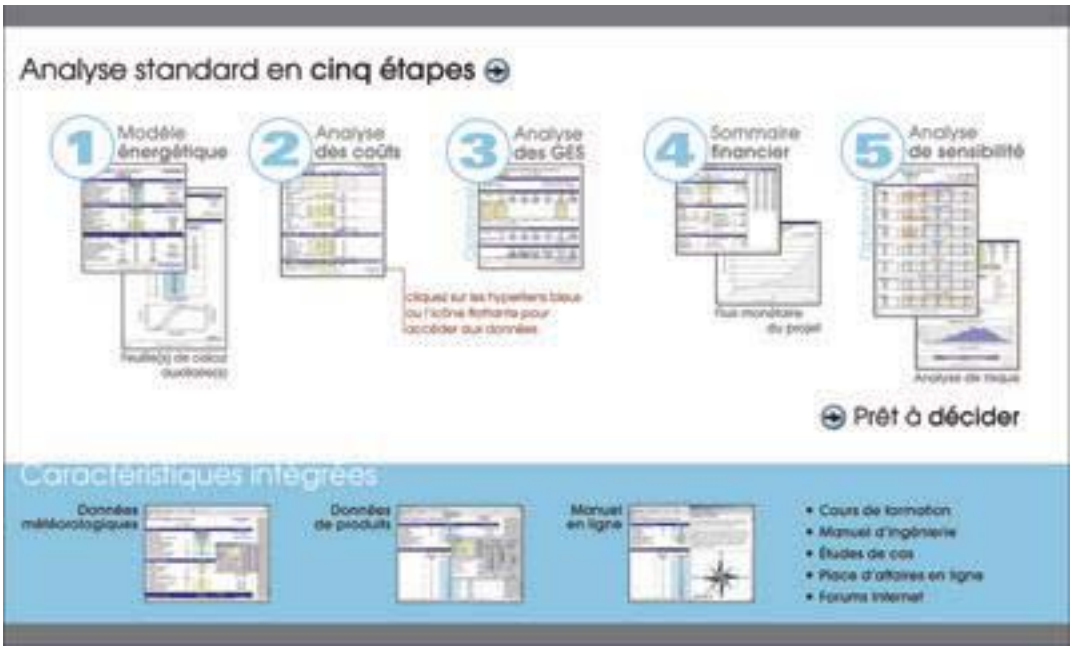


Figure 4-10 : Cheminement d'une analyse RETScreen® standard

En date du 31 mars 2004, RETScreen® comptait plus de 41 500 usagers dans 196 pays à travers le monde. Le nombre d'utilisateurs progresse au rythme de 200 nouveaux utilisateurs chaque semaine et ceci devrait s'accentuer au cours des prochaines années. Actuellement, RETScreen® est à notre connaissance le logiciel d'analyse de projets d'efficacité énergétique et d'énergie renouvelable le plus complet et le plus utilisé au monde.

4.3.6.1.1.1 Partenaires du développement du modèle

18 Incluant les projets de centrales éoliennes mais permettant aussi d'évaluer les projets de petites centrales hydroélectriques, de systèmes photovoltaïques, de cogénération, de chauffage à la biomasse, de chauffage solaire de l'air, de chauffage solaire de l'eau, de chauffage solaire passif, de pompes à chaleurs géothermiques et de réfrigération.

RETScreen® international est administré sous le leadership et l'aide financière continue du Centre de la technologie de l'énergie de CANMET - Varennes (CTEC-Varennes) de Ressources naturelles Canada (RNCan) via des collaborations à coûts et à tâches partagées avec d'autres gouvernement et organismes multilatéraux ainsi qu'avec l'appui technique d'un large réseau d'experts de l'industrie, du gouvernement et du milieu académique.

À ce jour, les contributions financières directes et/ou de tâches partagées significatives sont venues du Programme d'encouragement aux systèmes d'énergies renouvelables (PENSER) de RNCan; du Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien (MAINC); du Programme sur le changement climatique à l'intention des autochtones et des résidents du nord de RNCan; de la section énergie de la Division technologie, industrie et économie (DTIÉ) du Programme des Nations Unis pour l'environnement (PNUE) et du Sustainable Alternative Network (SANET) soutenu par le partenariat PNUE-Fonds pour l'environnement mondial (FEM); du Langley Research Center de la National Aeronautics & Space Administration (NASA); du Programme d'action en réfrigération pour les bâtiments (PARB), et du Programme photovoltaïque et systèmes hybrides du CETC-Varennes; et du Fonds prototype pour le carbone (PCF) de la Banque mondiale.

D'autres tâches partagées et/ou contributions financières indirectes importantes sont venues du PNUE Collaborating Centre on Energy and Environment (UCCEE) du Risø National Laboratory; du projet Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA) co-financé par le le FEM et le PNUE; du CETC-Ottawa de RNCan; de l'Initiative des bâtiments fédéraux (IBF) de RNCan; de la Fédération canadienne des municipalités (FCM); de l'Agence canadienne de développement international (ACDI); du Barbados Ministry of Energy and Public Utilities (MEPU); de l'United States Agency for International Development (USAID); et finalement du Korean Institute for Energy Research (KIER).

4.3.6.1.1.2 Équipe et experts de développement du modèle

Le CTEC-Varennes fournit le savoir-faire technique et gère RETScreen® International. Cependant, un large réseau d'experts de l'industrie, du gouvernement et du milieu académique procure un support technique sur une base contractuelle ou à tâches partagées. Cette approche donne à RETScreen® International un accès à un large éventail d'expertises nécessaires pour accomplir des tâches spécialisées.

L'équipe principale du CTEC-Varennes inclut actuellement 8 personnes à temps plein, 2 contractuels et 3 étudiants. En plus de l'équipe principale du CTEC-Varennes, plus de 100 autres personnes ont été directement impliquées dans le développement et le support de RETScreen® International, dont 20 à 50 personnes travaillant avec l'équipe principale au cours d'une année. Ces personnes incluent des experts provenant d'organisations partenaires de RETScreen®, telles que le PNUE, la NASA, la Banque mondiale et d'autres programmes du Gouvernement du Canada, et des experts de firmes du secteur privé, telles que GPCo, Enermodal Engineering, Numerical Logics, TN Conseil, Ottawa Engineering, SGA Energy, IT Power India, Umen, Cybercat et Projet Bleu, pour n'en nommer que quelques-unes.

Ces experts incluent des spécialistes en modélisation énergétique qui ont aidé au développement des modèles informatiques individuels des technologies, des experts en ingénierie spécialistes des coûts ayant une vaste expérience pratique sur le développement de projets, des spécialistes en modélisation des gaz à effet de serre ayant une large expérience dans l'analyse économique et environnementale ainsi que des professionnels en analyse financière et de risques avec une expérience considérable dans l'évaluation et le financement de projets. D'autres experts inclus l'équipe de développement des bases de données météorologiques au sol et satellitaires et des bases de

données de produits. D'autres experts ont validé le travail fait par l'équipe principale de développement, et d'autres ont été engagés pour les essais et la mise au point du produit final et la réalisation d'études de cas, de chapitres du e-manuel et du matériel de formation pour le cours. L'équipe de développement inclut également de nombreuses personnes impliquées dans le parachèvement du logiciel et le développement du site Web ainsi qu'un groupe dédié au support à la clientèle et aux activités marketing. La liste exhaustive des experts impliqués dans le développement de RETScreen® peut-être consultée au : http://www.retscreen.net/fr/g_con_dte.php.

Des centaines d'autres personnes ont fourni, sur une base continuelle des commentaires et des suggestions pour l'amélioration de RETScreen® International. Finalement, un réseau international de formateurs RETScreen® fournit également de la formation et une aide technique locale aux usagers à travers le monde.

4.3.6.1.1.3 Mise en contexte de l'utilisation du modèle

De nombreuses opportunités pour implanter commercialement des projets rentables d'énergies propres au Québec[19], à travers le Canada et autour du monde sont actuellement manquées parce que les décideurs politiques ne sont pas au fait des avantages économiques et sociaux disponibles grâce aux percées récentes de l'éolien. Les planificateurs régionaux et nationaux, les ingénieurs industriels, les architectes de bâtiments commercial et institutionnel, les planificateurs énergétiques de communautés ou d'utilités publiques, par exemple, manquent souvent d'apprécier les bénéfices des technologies d'efficacité énergétique et des énergies renouvelables à l'étape importante et critique de la planification initiale, même lorsque ces technologies ont prouvé qu'elles étaient rentables et fiables dans des situations similaires.

Si ces technologies d'énergies propres ne sont pas considérées et mises sur la table dès le début dans le processus décisionnel, il est pratiquement impossible quelles soient considérées dans le programme de développement ou les autres étapes d'implantation du projet.

Ces opportunités ainsi manquées résultent en des projets perdus qui auraient autrement aidés les provinces et les pays à rencontrer leurs besoins énergétiques locaux d'une manière durable, tout en éliminant les émissions de gaz à effet de serre associés aux projets conventionnels, économisant de l'argent et augmentant le niveau de sécurité et d'autonomie énergétique.

Ce texte extrait du site http://www.retscreen.net/fr/centre.php démontre l'intérêt qu'aurait Hydro-Québec à utiliser cet outil simple, performant et peu coûteux. Ainsi, l'utilisation de RETScreen® permettrait d'éviter de ne considérer qu'une seule option pour répondre aux besoins d'électricité du Québec : la centrale du Suroît, et la filière thermique qui s'en suit. Il est possible de faire bien mieux, nous n'en sommes pas au dernier recours.

Le Centre d'aide à la décision sur les énergies propres RETScreen® International vise à renforcer les compétences des planificateurs, des décideurs et de l'industrie à implanter des projets en énergie renouvelable et en efficacité énergétique. Ce Centre développe des outils clés type RETScreen® qui réduisent les coûts des études de préfaisabilité; dissémine les connaissances qui aident à prendre de meilleures décisions; et forme le personnel à mieux analyser la viabilité technique et financière de projets potentiels en efficacité énergétique et énergie renouvelable.

19 Comme ceux faisant l'objet de la présente audience.

Finalement, nous tenons à souligner que l'utilisation du modèle d'analyse financière RETScreen® est pleinement justifiée dans le contexte de la *Demande d'avis du Ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs relativement à la sécurité énergétique des québécois à l'égard des approvisionnements électriques et la contribution du projet du Suroît*. En effet, à ce stade de l'évaluation publique des différentes options susceptibles de remplacer le projet du Suroît, nous en sommes seulement à l'étape de préfaisabilité[20] car toutes les options sont encore ouvertes. C'est justement pour ce niveau d'analyse que RETScreen® a été développé. Les capacités de RETScreen® ont été amplement démontrées par une base d'utilisateurs exigeants. Ces derniers ont fourni un retour d'expérience d'utilisation dont aucun autre logiciel facilitant la réalisation des analyses de préfaisabilité en énergies propres ne bénéficie actuellement.

4.3.6.1.1.4 Documentation du modèle éolien

Le manuel d'utilisation du modèle RETSceen® présente les hypothèses de développement du modèle, ses capacités et facilite l'évaluation du modèle RETScreen® pour les projets de centrales éoliennes en fournissant, notamment, la méthodologie utilisée pour quantifier l'énergie renouvelable fournie ainsi que la validation du modèle éolien.

Le manuel du modèle éolien, le chiffrier Excel de la version 3.0 de RETScreen® pour l'éolien[21] et le CD-ROM permettant d'évaluer la fiabilité du modèle d'analyse financière des centrales éoliennes et présentant tout le contexte du développement de RETScreen® sont tous déposés en preuve en Annexe Modèle. Une visite au site www.retscreen.net permettra de valider les informations présentées.

Objectifs du dépôt en preuve :

- **Présenter la mise en contexte typique justifiant l'utilisation du modèle dans le cadre de cette audience ainsi que les listes exhaustives des partenaires au développement du modèle d'analyse financière utilisé et celle des experts ayant participés au développement;**

- **Décrire sommairement les capacités du modèle d'analyse financière RETScreen® et présenter les chiffres relatifs à l'utilisation du modèle (41 500 usagers dans 196 pays à travers le monde) qui démontre que RETScreen® constitue vraisemblablement le logiciel d'analyse de projets d'efficacité énergétique et d'énergie renouvelable le plus complet et le plus utilisé au monde;**

- **Démontrer que l'utilisation du logiciel RETScreen® est parfaitement adaptée au contexte de préfaisabilité délimité par la** *Demande d'avis du Ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs relativement à la sécurité énergétique des québécois à l'égard des approvisionnements électriques et la contribution du projet du Suroît*;

- **Fournir le manuel du modèle éolien et le chiffrier Excel de la version 3.0 de RETScreen® pour l'éolien, permettant d'évaluer la fiabilité du modèle d'analyse financière des centrales éoliennes et, à la Régie de l'énergie, de valider à sa satisfaction toutes les simulations techniques et financières requises avant d'émettre son avis final.**

---

20 Si nous en étions à l'analyse de faisabilité, une équipe d'ingénieurs réaliserait, par exemple pour l'éolien: inspection du site, évaluation du potentiel éolien au site, évaluation environnementale, etc.

21 Actuellement, seule la version anglaise 3.0 est disponible. Voir le site www.retscreen.net

4.3.6.2 Caractéristiques du scénario de base

Le but de cette section est de décrire le scénario de base, les hypothèses sous-jacentes et de présenter les paramètres techniques, économiques et financiers de remplacement du Suroît par la mise en place de 2 500 MW d'éolien. La capacité de production annuelle est calculée à 6,5 TWh. Afin d'en démontrer le réalisme et l'actualité du scénario, les éoliennes sont implantées sur terre et non sur les réservoirs hydrauliques.

4.3.6.2.1 Description du scénario

Le projet considéré est la réalisation d'une centrale éolienne linéaire de 2 500 MW à la Baie-James[22]. Chaque éolienne serait à 300[23] m (longueur de route à construire pour chaque éolienne) de distance des routes principales suivantes :

- Tronçon de 150 km sud-nord du poste Huguette au Lac Yasinski situé à la jonction avec la route est-ouest en direction de la centrale La Grande 4;
- Tronçon de 290 km est-ouest du Lac Yasinski à la Centrale La Grande 4;
- Tronçon de 270 km est-ouest de la Centrale La Grande 4 à la centrale Brisay.

Les éoliennes sont espacées d'environ 4 à 7 diamètres (320 à 560 m pour un diamètre de rotor de 80 m; éoliennes de 2 MW) le long des routes décrites, en fonction des vents dominants[24]. Avec un tel espacement on dispose d'un potentiel de 2 540 (560 m) à 4 440 (320 m) emplacements en tenant compte du fait que l'on peut indifféremment installer les éoliennes des deux côtés de la route car plus de 7 diamètres les sépareraient (600 m minimum). De plus, si certains gisements étaient concentrés, on pourrait aisément créer des groupes d'éoliennes pour les exploiter à proximité des routes principales, le tout sans nécessairement affecter la viabilité financière du projet à cause de la construction des routes ou de lignes électriques.

Ceci nous donne toute la marge de manœuvre nécessaire pour implanter sans difficulté particulière les 1 250 éoliennes de 2 MW requises. Nous les prévoyons près des sections de routes les plus venteuses (7,3 m/s à 70 m environ; fin classe 3). Ce modèle n'est pas improvisé : la plus grande centrale d'éoliennes au monde (King Mountain Wind Ranch au Texas; 279 MW) est exactement construite selon ce modèle (Siegel, 2004).

La localisation de cette centrale d'éoliennes près des deux routes principales présente l'avantage de positionner cette source à proximité des lignes électriques les plus puissantes du Québec (315 kV (tronçon La Grande 4-Brisay) et 735 kV (tronçon poste Huguette-Lac Yasinski-La Grande 4) et sur l'un des plus importants gisements éoliens du Québec (Francoeur, Le Devoir, 2004). Dans la plupart des cas, l'intégration de l'éolien dans cette région ne devrait pas entraîner de surcoûts notables[25].
Dans le contexte d'un potentiel éolien de l'ordre de 10 800 TWh (voir section 4.3.5), il est hors de doute qu'il sera possible de trouver des zones d'implantation proche de lignes électriques importantes (Baie-James ou Côte-Nord). Ce travail d'examen approfondi devrait être fait dans le cadre de l'étude de faisabilité avec les coûts afférents (voir les résultats de l'analyse des coûts).

---

22 La Baie-James présente un potentiel éolien exceptionnel (Francoeur, Le Devoir, 2004).
23 Pour des raisons de sécurité.
24 Si la route est perpendiculaire au vent dominant, la distance peut être de 320 m (4 diamètres). Si la route est parallèle au vent dominant, la distance peut être de 560 m (7 diamètres).
25 Malgré des questions du CCVK très précises pour évaluer quelles étaient les capacités spécifiques des lignes à accepter de la nouvelle production à la Baie-James, HQT est resté assez vague. Il nous paraît tout de même raisonnable de supposer que les lignes de 315 et 735 kV sont à même d'intégrer des capacités de l'ordre de 2 500 MW en différents points des lignes locales.

4.3.6.2.2 Hypothèses principales

HQP réalise le financement de la centrale et la Société d'Énergie Éolienne du Québec; (équivalent de la Société d'énergie de la Baie James mais pour l'éolien et avec du personnel dédié à cette activité) réalise le développement de la centrale. Sa mission étant de livrer les tranches de la centrale éolienne clé en main à HQP. Des appels d'offres seront lancés auprès du secteur privé pour réaliser les travaux d'ingénierie (faisabilité, ingénierie), tandis que le manufacturier sélectionné construira son réseau de sous-traitants québécois sur la base des engagements pris dans le contexte de l'appel d'offres aux manufacturiers.

Bien que la centrale soit implantée de 2006 à 2008 (voir section 4.3.8.2.1), pour l'évaluation financière de la centrale, nous considèrerons que toute la centrale est mise en opération au même moment en 2008. Or, dans les faits, des revenus seront générés chaque année par l'opération de la tranche de la centrale qui sera construite. L'impact de cet étalement sur la durée de vie de la centrale sera considéré négligeable. À noter que la construction de la centrale du Suroît durerait plus de deux ans et ne génèrerait aucun revenu ni soulagement de la demande avant l'année 2008.

Ce scénario est à risque technique minimal et à coût maximal, car les éoliennes sont importées de l'extérieur du Québec. Il ne s'agit pas de la meilleure approche en termes des retombées économiques. Sa grande qualité est d'être parfaitement réalisable. En effet, les manufacturiers d'éoliennes, qui font face à un taux de croissance annuel de plus de 20 % de la capacité installée, possèdent toutes les capacités techniques et financières pour répondre efficacement et rapidement aux exigences de l'appel d'offres d'Hydro-Québec pour une fabrication québécoise des éoliennes.
Nous ne privilégions cette approche que si la production des éoliennes ne pouvait pas être réalisée à temps pour la première tranche (2006). Dans ce contexte, la pression de la concurrence lors de l'appel d'offres d'HQP ciblant les manufacturiers devrait assurer un contenu local maximal et un coût minimal.

Finalement, nous ignorerons complètement dans l'évaluation financière :

- La taxe sur le capital de 0.6 % applicable aux projets de centrales éoliennes. Nous tenons à souligner que cette taxe est un avantage fiscal indu retiré par les propriétaires de centrales thermiques aux combustibles fossiles. Illustrons par un exemple l'avantage donné par le gouvernement aux propriétaires de centrales à combustible fossile. La centrale CCCGN du Suroît au coût de 500 M$ (6,5 TWh) aura comme charge financière une taxe annuelle de 3 M$ sur le capital, soit moins de 1 % des frais annuels d'exploitation et entretien qui sont de l'ordre de 350 M$ (315 M$[26] en coût de combustible). Par comparaison, une centrale éolienne d'environ 2 742 M$ (coût en capital seulement les équipements) qui produirait la même quantité d'énergie (6,5 TWh) aura comme charge financière une taxe sur le capital de 16,5 M$, soit de l'ordre de 10 % des frais annuels d'exploitation et entretien. Par conséquent, **nous demandons à la Régie de l'énergie d'émettre une recommandation au gouvernement à l'effet de mettre en place un crédit temporaire de taxe sur le capital**

26 RepDemRensPart3526/HQ-3-Doc-ROEE_3526_RepDemRens1_02avril04.pdf

pour exempter les centrales utilisant des énergies renouvelables de manière à faciliter la transition vers un système énergétique durable[27]. D'autant plus que les externalités qui sont assumées par l'ensemble des membres de la société et qui sont associées aux centrales thermiques sont beaucoup plus élevées que les montants rapportés par cette taxe (voir section 4.3.7.5);

- La taxe sur le revenu brut (3 % des revenus bruts) puisque les centrales du Suroît et éolienne auront les même revenus bruts; soit environ 6 500 000 000 * 0,066 $/kWh = 429 M$/an. Cette taxe sera la même pour les deux projets et affecterait la rentabilité financière des deux types de centrales de la même façon;
- Les frais potentiels associés au service d'équilibrage. Le CCVK a posé la question suivante à HQP : ''Veuillez fournir le facteur d'utilisation mensuel moyen (des cinq dernières années, si possible) des turbines hydrauliques installées aux centrales hydroélectriques de plus de 300 MW, c'est-à-dire, pour chacune de ces turbines, le ratio de l'énergie totale produite chaque mois par l'énergie totale qui aurait été produite si la turbine avait produit à sa puissance nominale de production durant tout le mois.''
  La réponse d'HQP fut : ''L'énergie disponible du parc de production n'est pas fonction du facteur d'utilisation mais dépend plutôt des apports hydrauliques. Le premier facteur limitatif est celui des apports hydrauliques''.
  Le but de notre question était d'évaluer la marge de manœuvre réelle d'HQP à fournir le service d'équilibrage à l'éolien sans investissements ou coûts significatifs. La réponse fournie (''Le premier facteur limitatif est celui des apports hydrauliques'') et l'utilisation de la centrale du Suroît avec un facteur de capacité de plus de 89[28] % confirme que ce qui est recherché avec le Suroît, c'est essentiellement de l'énergie, pas de la puissance. Nous en concluons que plusieurs des turbines hydrauliques d'HQP sont sous-utilisées et que les frais d'intégration de l'éolien au réseau seront très faibles. Ceci est confirmé par Smith et al. (2004) qui ont compilés les données d'utilités américaines les plus récentes qui évalue les coût totaux d'intégration au réseau à moins de 3 $ US par MWh (0,004 $/kWh) pour des pénétrations de l'éolien sur le réseau inférieures à 7 % (document fourni dans l'Annexe Intégration).

La revue des coûts réels d'intégration de l'éolien aux États-Unis de Smith et al. (2004) est déposée en preuve.

Objectifs du dépôt en preuve :

- **Démontrer le caractère marginal des coûts d'intégration de l'éolien (~ 0,4 ¢/kWh) à partir d'une revue exhaustive de l'expérience américaine récente.**

4.3.6.2.3 Paramètres techniques

Le scénario de base est caractérisé par les paramètres techniques résumés dans le Tableau 4-8.

27 Nous suggérons que les acteurs sur le marché soient informés du fait qu'une fois complétée la substitution des centrales thermiques par les centrales utilisant des énergies renouvelables, le crédit temporaire de taxe sur le capital sera aboli.

28 Avec un facteur de capacité de 0,89 = 6,5 / (836 000 * 8760 / 109), le Suroît ne peut-être considéré comme une centrale dont la vocation est de fournir de la puissance de pointe (support en puissance).

Tableau 4-8 : Paramètres techniques utilisées

Paramètres	Valeurs	Hypothèses/discussion
Energy Model (Modèle énergétique)		
Nearest location for weather data (Station météorologique la plus proche du projet)	Complexe la Grande	La centrale linéaire proposée est située à la Baie-James.
Annual average wind speed (Vitesse moyenne annuelle du vent)	5,6 m/s (20,2 km/h)	Une telle vitesse de vent est accessible à plusieurs sites au Québec dont Inukjuak et Mont-Joli (site classe 3-4). Il ne s'agit certainement pas d'exceptions dans une province qui aurait plus de 10 800 TWh de potentiel éolien.
Height of wind measurement (Hauteur de mesure du vent)	10 m	Hauteur de mesure standard aux aéroports. La Vitesse moyenne annuelle du vent est fournie à cette hauteur.
Wind shear exponent (Coefficient de cisaillement du vent)	0,14	Taux de variation de la vitesse du vent en fonction de la hauteur par rapport au sol. 0,14 constitue une première approximation acceptable.
Average atmospheric pressure (Pression atmosphérique moyenne)	94,9 kPa	Pression atmosphérique moyenne de la région. Des variations faibles sont à prévoir en fonction de l'altitude, mais l'impact sur l'évaluation sera négligeable.
Annual average temperature (Température moyenne annuelle)	- 5 ºC	Température moyenne annuelle de la région. Des variations faibles sont à prévoir en fonction du climat local, mais l'impact sur l'évaluation sera négligeable.
Grid type (Type de réseau électrique)	Réseau central	La centrale éolienne envisagée sera raccordée au réseau principal d'HQT.
Number of turbines (Nombre d'éoliennes)	1 250	Le nombre d'éolienne permettant de produire 6,5 TWh avec une vitesse de vent au moyeu d'environ 7,3 m/s (67 m de hauteur).
Array losses (Pertes par effet de sillage)	3 %	Les pertes dues aux effets de sillage dépendent de l'espacement et de l'orientation des machines ainsi que de la topographie et des autres caractéristiques du site. La valeur de 3 % correspond à une l'implantation d'éoliennes bien espacées (centrales linéaires).
Airfoil soiling and/or icing losses (Pertes par encrassement des pales et/ou verglas)	2 %	Dans le contexte d'une installation à la Baie-James, l'essentiel des pertes serait relié au verglas et 2 % représente une valeur conservatrice de ces pertes.
Other downtime losses (Autres pertes et causes d'arrêts)	4 %	Dans les environnements aux conditions extrêmes (climat arctique, réseau de distribution électrique peu fiable, etc.), le pourcentage de ces pertes peut raisonnablement être évalué à 4 %.
Miscellaneous losses (Pertes diverses)	3 %	Ces pertes peuvent être estimées à 3 % dans le contexte d'éoliennes bien conçues et un réseau de raccordement efficace.

Equipment Data (Équipement)		
Wind turbine rated power (Puissance nominale par éolienne)	2 000 kW	Ce modèle d'éolienne (V80-2.0MW) est disponible commercialement depuis plusieurs années. Ces caractéristiques sont inclus dans la base de données de produits RETScreen®.
Hub height (Hauteur du moyeu)	67 m	Cette hauteur de tour est commune. Plusieurs intervenants en éolien envisagent des tours de 80 m comme hauteur standard pour leurs nouveaux projets, notamment en Gaspésie.
Rotor diameter (Diamètre du rotor)	80 m	Le diamètre de cette éolienne est le diamètre standard de la V80-2.0MW. Un nouveau modèle qui est installé à l'IPE est déjà disponible avec un diamètre de 90 m et une puissance de 3 MW.
Swept area (Surface balayée)	5 027 m^2	Cette superficie est calculée simplement à partir du diamètre pour des fins d'évaluation de la productivité des éoliennes (kWh/m^2).
Wind turbine manufacturer (Manufacturier d'éoliennes)	Vestas Wind Systems	Le manufacturier qui en 2003 a fabriqué le plus d'éoliennes.
Wind turbine model (Modèle d'éolienne)	VESTAS V80-2.0MW	Le numéro de référence de l'éolienne dans la liste du manufacturier. Veuillez noter que plus de 8 manufacturiers proposent aujourd'hui des modèles dans la gamme 2-3 MW (BTM Consult, 2004; de Vries, 2004).
Energy curve data source (Source de la courbe d'énergie)	Rayleigh wind distribution (distribution de Rayleigh)	Comme nous n'avons pas de mesures sur site, nous utilisons l'option standard de distribution de Rayleigh (cas particulier de la distribution de Weibull pour laquelle un facteur de forme de 2 est utilisé), en première approximation de la distribution de vitesse du vent.

4.3.6.2.4 Paramètres économiques

L'économique du projet est caractérisée par les coûts compilés dans le Tableau 4-9.

Tableau 4-9 : Paramètres de coûts utilisés

Paramètres	Valeurs	Discussion
Initial Costs (Coûts d'investissement)		
Feasibility Study (Étude de faisabilité)	8 820 000 $	Les coûts de l'étude de faisabilité représentent environ 0,3 % du total des coûts d'investissement.
Development (Développement)	31 940 000 $	Les coûts de développement représentent environ 1,0 % du total des coûts d'investissement.
Engineering (Ingénierie)	36 000 000 $	Les coûts d'ingénierie représentent environ 1,1 % du total des coûts d'investissement.
Energy Equipment (Équipements énergétiques)	2 206 875 000 $	Les coûts des équipements énergétiques représentent environ 67,7 % du total des coûts d'investissement.
Balance of Plant (Infrastructures connexes)	535 250 000 $	Les coûts des infrastructures connexes représentent environ 16,4 % du total des coûts d'investissement.
Miscellaneous (Divers)	442 621 971 $	Les coûts divers représentent environ 13,6 % du total des coûts d'investissement. Ces frais divers intègrent les intérêts durant les travaux estimés à 294 M $.
Total	3 261 506 971 $	
Annual Costs (Frais annuels)		
O&M (Exploitation et entretien)	136 521 773 $	Les coûts d'exploitation représentent environ 4,2%, en excluant la provision pour rénovation majeure (incluse aux Coûts périodiques)
Periodic Costs (Coûts périodiques)		
Provision for major renovation (Provision pour rénovation majeure)	24 125 000 $	Provision annuelle de 1 % des coûts en capital initiaux (éoliennes, lignes électriques, postes de transformation, pales, génératrices, boîtes d'engrenages). Cette provision sera utilisée, si nécessaire, pour faire face aux rénovations majeures après la période de garantie. Elle représente environ 18 % des frais annuels d'exploitation et entretien et se trouve comptabilisé chaque année dans les Frais annuels (dans le chiffrier RETScreen®).

Les items de coût détaillés sont compilés dans les feuilles RETScreen® imprimées dans la section 4.3.6.3.

4.3.6.2.5 Paramètres de l'analyse des gaz à effet de serre

Les paramètres de l'analyse des Gaz à Effet de Serre (GES) du projet sont compilés dans le Tableau 4-10.

Tableau 4-10 : Paramètres de l'analyse des GES

Paramètres	Valeurs	Hypothèses/discussion
Base Case Electricity System (Réseau électrique de référence)		
Fuel type (Mode de production)	Natural Gas (Gaz naturel)	Combustible utilisé par la centrale à remplacer (le Suroît).
Fuel mix (Proportion des modes)	100 %	L'électricité déplacée n'est produite que par le Suroît.
Emission factors (Facteurs d'émissions)	Valeurs par défaut	Valeurs fournies par le Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'évolution du Climat.
Fuel conversion efficiency (Rendement de conversion de l'énergie)	60 %	Valeur fournie par HQP pour la technologie H.
T & D losses (Pertes de transport et de distribution)	0 %	Valeur fournie par HQP parce que la centrale serait localisée à Beauharnois. Cette valeur est optimiste et n'est pas cohérente avec le concept de tarif timbre-poste pour le transport et la distribution de l'électricité.
Proposed Case Electricity System (Centrale électrique proposée)		
Fuel type (Mode de production)	Wind (Éolien)	Production par centrale éolienne.
Fuel mix (Proportion des modes)	100 %	L'électricité remplacée est produite à 100 % par l'éolien.
Emission factors (Facteurs d'émissions)	0 (Valeurs par défaut)	Valeur fournie par le Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'évolution du Climat. Pour l'éolien tout comme pour la centrale du Suroît, on considère seulement les émissions durant l'opération de la centrale.
T & D losses (Pertes de transport et de distribution)	7,8 %	Valeur fournie par HQP dans ses réponses au CCVK. Cette valeur est réaliste et cohérente avec le concept de tarif timbre-poste pour le transport et la distribution de l'électricité au Québec.
GHG Emission Reduction Summary (Sommaire des réductions d'émissions de GES)		
GHG credits transaction (Coût de transaction des crédits de GES)	0 %	Les émissions du projet éolien ne changeront durant la durée de vie de la centrale. Le projet sera certifié initialement et ces coûts sont pris en compte dans les coûts de l'étude de faisabilité et de développement (voir chiffrier RETScreen® fourni)

4.3.6.2.6 Paramètres financiers

Le financement du projet est caractérisé par les paramètres financiers compilés dans le Tableau 4-11.

Tableau 4-11 : Paramètres financiers utilisées

Paramètres	Valeurs	Discussion
Avoided cost of energy (Coût évité en énergie)	0,066 $/kWh	Le même que pour le projet du Suroît d'HQP.
Debt ratio (Ratio d'endettement)	70 %	Le même que pour les projets hydroélectriques et du Suroît d'HQP.
Debt interest rate (Taux d'intérêt sur la dette)	6,6 %	Le même que pour le projet du Suroît d'HQP.
Debt term (Durée de l'emprunt)	20	Durée de vie de la centrale éolienne (Durée de l'analyse projet hydroélectrique 50 ans; projet du Suroît 25 ans).
Energy cost escalation rate (Taux d'indexation de l'énergie)	2,5 %	Inflation sur le prix de l'électricité pour l'annuité croissante. Le même que pour les projets hydroélectriques et du Suroît d'HQP.
Inflation (Taux d'inflation)	2,5 %	Inflation sur les frais d'exploitation. Le même que pour les projets hydroélectriques et du Suroît d'HQP.
Discount rate (Taux d'actualisation)	9,1 %	Taux d'actualisation réel du projet du Suroît. Une valeur élevée du taux aura pour effet de défavoriser les projets fortement intensifs en capital comme l'éolien.
Project life (Durée de vie du projet)	20 ans	Durée de vie de la centrale éolienne (projet hydroélectrique 50 ans; projet du Suroît 25 ans).
GHG emission reduction credit (Crédit - réduction d'émis. GES)	5-15 $/t$CO_2$	Les valeurs utilisées sont raisonnables. D'un minimum au maximum spécifié par le gouvernement fédéral.

Source : HQP-3-Doc-1_3526_RepHQP-DemRens-1Regie_19mars04

4.3.6.2.7 Paramètres de l'analyse de sensibilité

L'analyse de sensibilité du projet est caractérisée par les paramètres compilés dans le Tableau 4-12.

Tableau 4-12 : Paramètres de l'analyse de sensibilité

Paramètres	Valeurs	Discussion
RETScreen® Sensitivity and Risk Analysis - Wind Energy Project (Analyse de sensibilité et de risque RETScreen® - projet éolien)		
Perform analysis on (Analyse réalisé sur)	TRI et RI après impôts	Indicateur financier le plus approprié pour évaluer la rentabilité du projet proposé.
Sensitivity range (Plage de variation)	20 %	Plage de variation qui définie les variations maximales des paramètres de l'analyse de sensibilité. Chaque paramètre est varié dans cette plage d'une fraction égale à -1, -½, 0, ½ et 1.
Threshold (Valeur limite)	11 %	Rendement sur l'avoir propre d'Hydro-Québec. Fournie dans le plan stratégique 2004-2008. Valeur moyenne pour la période 2004-2008.
Sensitivity Analysis for After-tax IRR and ROI (Analyse de sensibilité sur TRI et RI après impôts)		
Sensitivity Analysis parameters for After-tax IRR and ROI (Paramètres de l'analyse de sensibilité pour le TRI et RI après impôts)	-	- Avoided cost of energy ($/kWh); - RE delivered (MWh); - Initial costs ($); - Annual costs ($); - Debt ratio (%); - Debt term (yr); - Debt interest rate (%).
Risk Analysis for After-tax IRR and ROI (Analyse de risque sur TRI et RI après impôts)		
Note : On fait l'hypothèse que le coût évité en énergie, le ratio d'endettement, le taux d'intérêt sur la dette et la durée de l'emprunt sont connus et ne varieront pas pour réaliser l'analyse de risque.		
RE delivered (Énergie renouvelable fournie)	6 579 835 MWh	Variations potentielles de 15 %.
Initial costs (Investissement total)	3 261 506 971 $	Variations potentielles de 20 %.
Annual costs (Frais annuels)	160 646 773 $	Variations potentielles de 10 %.

4.3.6.3 Résultats de l'analyse financière

4.3.6.3.1 Scénario de base

Les coûts du projet et économies générées (revenus du projet) sont compilés dans le Tableau 4-13.

Tableau 4-13 : Coûts du projet et économies générées par le projet éolien de remplacement du Suroît

Project Costs and Savings								
Initial Costs					**Annual Costs and Debt**			
Feasibility study	0,3%	$	8 820 000			O&M	$	160 646 773
Development	1,0%	$	31 940 000					
Engineering	1,1%	$	36 000 000			Debt payments - 20 yrs	$	208 850 637
Energy equipment	67,7%	$	2 206 875 000		**Annual Costs and Debt - Total**		**$**	**369 497 410**
Balance of plant	16,4%	$	535 250 000					
Miscellaneous	13,6%	$	442 621 971		**Annual Savings or Income**			
Initial Costs - Total	100,0%	**$**	**3 261 506 971**			Energy savings/income	$	434 269 113
						Capacity savings/income	$	-
Incentives/Grants		$	-					
					Annual Savings - Total		**$**	**434 269 113**

Tel que rapporté dans le Tableau 4-13, les paiements annuels d'exploitation/entretien et de la dette de la centrale éolienne sont d'environ 370 M$ par année lorsqu'on les évalue de manière conservatrice. Veuillez noter que les coûts annuels en carburant associés à la centrale du Suroît sont de 315 M$[29] et qu'il faut rajouter au minimum 20 % à cela, i.e., environ 63 M$[30] de coûts d'exploitation (opération et entretien) excluant les achats de gaz naturel. Par conséquent, on peut conclure que les paiements annuels d'exploitation/entretien incluant la dette sont plus élevés pour la centrale du Suroît (378 M$ sans tenir compte du paiement sur la dette[31]) que pour la centrale éolienne réalisée avec des éoliennes importées (370 M$ avec paiement sur la dette).

Cette comparaison nous permet d'ores et déjà de conclure, que la réalisation de la centrale éolienne de 2 500 MW proposée est plus avantageuse pour le Québec. En effet, avec la stratégie proposée (voir section 4.3.8.2.2) qui privilégie une fabrication locale, le Québec pourra bénéficier de l'intégralité des retombées économiques qui correspondent aux paiements annuels de 370 M$. Avec le Suroît, c'est a peu près 315 M$ de retombées économiques qui seront payés en pure perte chaque année au profit des provinces productrices de combustibles fossiles (Alberta, Nouvelle-Écosse).

Les résultats de l'analyse financière du projet sont compilés dans le Tableau 4-14.

29 RepDemRensPart3526/HQ-3-Doc-ROEE_3526_RepDemRens1_02avril04.pdf
30 Hydro-Québec n'a pas voulu donner cette réponse. La seule réponse fournie est : ''Se référer au Tableau 4.1.3 du document HQP-3'', mais cette donnée ne figure pas dans le Tableau 4.1.3.
31 Hydro-Québec n'a pas fourni cette donnée. Le Tableau 4.1.3 du document HQP-3 ne fourni pas cette donnée.

Tableau 4-14 : Résultats de l'analyse financière du projet éolien de remplacement du Suroît

Financial Feasibility						
				Calculate energy production cost?	yes/no	Yes
Pre-tax IRR and ROI	%	10,8%		Energy production cost	$/kWh	0,0636
After-tax IRR and ROI	%	10,8%		Calculate GHG reduction cost?	yes/no	No
Simple Payback	yr	11,9				
Year-to-positive cash flow	yr	9,5		Project equity	$	978 452 091
Net Present Value - NPV	$	158 121 074		Project debt	$	2 283 054 880
Annual Life Cycle Savings	$	17 445 214		Debt payments	$/yr	208 850 637
Benefit-Cost (B-C) ratio	-	1,16		Debt service coverage	-	1,34

Comme le TRI et RI après impôts (10,8 %) sont à peu près égaux au 11 % de rendement sur l'avoir propre rapporté par Hydro-Québec dans son Plan stratégique 2004-2008, ce projet éolien devrait être considéré comme rencontrant les objectifs de rendement sur l'avoir d'Hydro-Québec pour la période 2004-2008.

Tous les détails financiers (flux monétaires, graphique du flux monétaire cumulatif, etc.) sont présentés dans le fichier Excel ScenbaseSuroît1 déposé en preuve avec ce mémoire.

4.3.6.3.2 Analyse de sensibilité

Pour le scénario de base, comme le coût évité en énergie, le ratio d'endettement, le taux d'intérêt sur la dette et la durée de l'emprunt sont connus et invariables (HQP fourni ces données dans le Tableau 4.1.3 du document HQP-3), nous présenterons dans le Tableau 4-15 simplement les résultats de l'analyse de sensibilité du TRI et RI après impôts aux variations des autres paramètres clés : énergie renouvelable fournie, investissement total et total des frais annuels.

Tableau 4-15 : Analyse de sensibilité du TRI et RI après impôts aux paramètres clés

Énergie renouvelable fournie		**Coût évité de l'énergie**
		0,0660
(MWh)		**($/kWh)**
5 263 868	-20%	-0,4%
5 921 852	-10%	5,8%
6 579 835	0%	**10,8%**
7 237 819	10%	15,4%
7 895 802	20%	19,6%
Investissement total		**Coût évité de l'énergie**
		0,0660
($)		**($/kWh)**
2 609 205 577	-20%	18,5%
2 935 356 274	-10%	14,4%
3 261 506 971	0%	**10,8%**
3 587 657 668	10%	7,8%
3 913 808 365	20%	4,9%
Total des frais annuels		**Coût évité de l'énergie**
		0,0660
($)		**($/kWh)**
128 517 418	-20%	14,6%
144 582 096	-10%	12,7%
160 646 773	0%	**10,8%**
176 711 450	10%	8,9%
192 776 127	20%	6,8%

Avec des variations de 20 % de l'investissement total et du total des frais annuels, a aucun moment le TRI et RI après impôts ne devient négatif. Par conséquent, notre évaluation de la viabilité financière du projet de centrale éolienne en remplacement du Suroît est robuste, d'autant plus que les évaluations de l'investissement total et des frais annuels que nous avons présentées sont déjà conservatrices. Finalement, le seul cas où le TRI et RI après impôts deviennent négatifs, c'est lorsque l'énergie renouvelable fournie est 20 % moins élevée que la valeur nominale de conception. Aujourd'hui, avec les outils de conception, l'expérience de conception de centrale accumulée et les performances des éoliennes, une telle performance serait hors norme sur un horizon de quelques années.

4.3.6.3.3 Analyse de risque

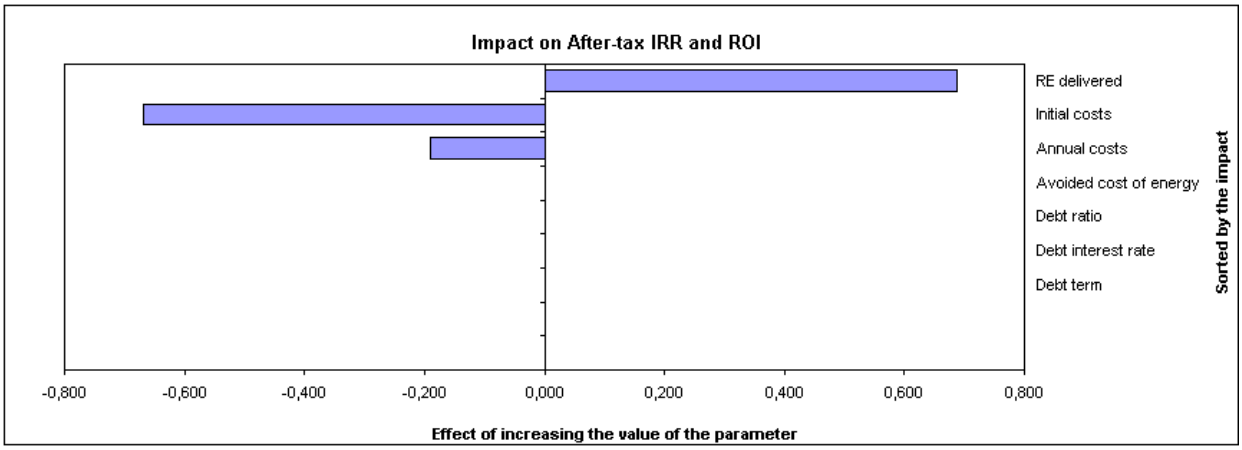
Pour le scénario de base, comme le coût évité en énergie, le ratio d'endettement, le taux d'intérêt sur la dette et la durée de l'emprunt sont connus et invariables (HQP fourni ces donnée dans le Tableau 4.1.3 du document HQP-3'), nous présenterons dans le Tableau 4-16 simplement les résultats de l'analyse de risque du TRI et RI après impôts aux variations des autres paramètres clés : énergie renouvelable fournie, investissement total et total des frais annuels.

Tableau 4-16 : Analyse de risque du TRI et RI après impôts en fonction des variations des paramètres clés

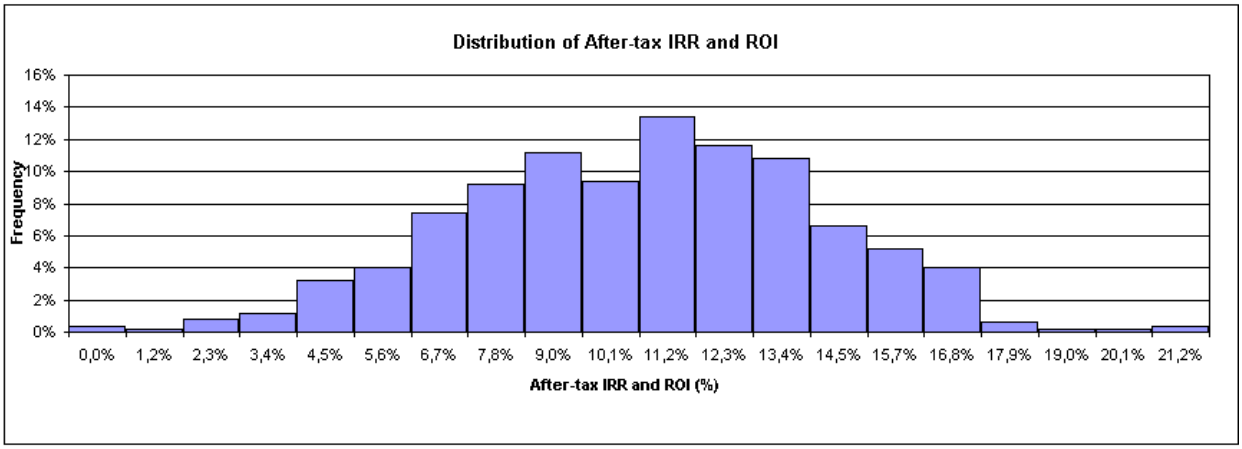
Risk Analysis for After-tax IRR and ROI

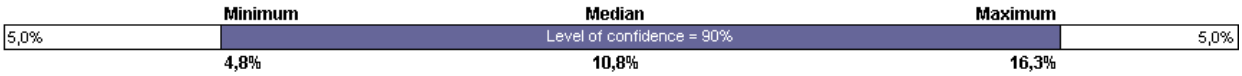
Parameter	Unit	Value	Range (+/-)	Minimum	Maximum
Avoided cost of energy	$/kWh	0,0660	0%	0,0660	0,0660
RE delivered	MWh	6 579 835	15%	5 592 860	7 566 810
Initial costs	$	3 261 506 971	20%	2 609 205 577	3 913 808 365
Annual costs	$	160 646 773	10%	144 582 096	176 711 450
Debt ratio	%	70,0%	0%	70,0%	70,0%
Debt interest rate	%	6,6%	0%	6,6%	6,6%
Debt term	yr	20	0%	20	20

Click here to Calculate Risk Analysis



Median	%	10,8%
Level of risk	%	10%
Minimum within level of confidence	%	4,8%
Maximum within level of confidence	%	16,3%





Le niveau de risque pour que le TRI et RI après impôts soient inférieurs à 4,8 % ou supérieurs à 16,3 % est de 10 %, c'est aussi la probabilité que le TRI et RI après impôts soient à l'extérieur de l'intervalle (4,8-16,3 %). De plus, en tenant compte de toutes les combinaisons possibles de l'énergie renouvelable fournie, l'investissement total et le total des frais annuels (plus de 500), le projet proposé devrait être robuste en terme de rentabilité puisque, à toute fin pratique, la probabilité que le TRI et RI après impôts soient inférieurs à 0 est à peu près nulle. Le projet que nous proposons présente donc peu de risque.

4.3.6.3.4 Impact de la vitesse du vent

À partir du scénario de base, nous pouvons réaliser la même évaluation en supposant que nous aurions accès aux sites éoliens ou la vitesse du vent à 10 m est de 6 m/s (site classe 4-5). Nous gardons alors la même quantité d'énergie produite (a peu près 6,5 TWh), ce qui implique d'installer 150 éoliennes de moins.

Les coûts du projet et économies générées (revenus du projet) sont compilés dans le Tableau 4-17.

Tableau 4-17 : Coûts du projet et économies générées par le projet éolien de remplacement du Suroît (Vitesse au moyeu de 7,8 m/s à 67 m au lieu de 7,3 m/s).

Project Costs and Savings								
Initial Costs					**Annual Costs and Debt**			
Feasibility study	0,3%	$	8 820 000			O&M	$	157 610 977
Development	1,0%	$	31 940 000					
Engineering	1,1%	$	36 000 000			Debt payments - 20 yrs	$	187 951 792
Energy equipment	67,7%	$	1 942 050 000		**Annual Costs and Debt - Total**		**$**	**345 562 770**
Balance of plant	16,4%	$	517 250 000					
Miscellaneous	13,6%	$	399 081 062		**Annual Savings or Income**			
Initial Costs - Total	100,0%	**$**	**2 935 141 062**			Energy savings/income	$	431 794 890
						Capacity savings/income	$	-
Incentives/Grants		$	-					
					Annual Savings - Total		**$**	**431 794 890**

L'investissement total baisse de 10 % et les frais annuels de 6 % par rapport au scénario de base. Les revenus étant, évidemment, sensiblement constants.

Les résultats de l'analyse financière du projet sont compilés dans le Tableau 4-18.

Tableau 4-18 : Résultats de l'analyse financière du projet éolien de remplacement du Suroît (Vitesse au moyeu de 7,8 m/s à 67 m au lieu de 7,3 m/s).

Financial Feasibility						
				Calculate energy production cost?	yes/no	Yes
Pre-tax IRR and ROI	%	14,4%		Energy production cost	$/kWh	0,0591
After-tax IRR and ROI	%	14,4%		Calculate GHG reduction cost?	yes/no	No
Simple Payback	yr	10,7				
Year-to-positive cash flow	yr	7,5		Project equity	$	880 542 319
Net Present Value - NPV	$	451 672 943		Project debt	$	2 054 598 743
Annual Life Cycle Savings	$	49 832 265		Debt payments	$/yr	187 951 792
Benefit-Cost (B-C) ratio	-	1,51		Debt service coverage	-	1,50

On peut constater qu'optimiser la conception de la centrale en allant chercher les vitesses de vent de 0,5 m/s supérieure (7,8 au lieu de 7,3 m/s à hauteur du moyeu) permet d'améliorer le TRI et RI après impôts du scénario de base de 33 % pour passer de 10,8 % à 14,4 %. Le TRI et RI après impôts (14,4 %) sont maintenant nettement supérieurs au 11 % de rendement sur l'avoir propre rapporté par Hydro-Québec dans son Plan stratégique 2004-2008. Le projet éolien réalisé dans ce contexte (vitesse à 67 m de 7,8 m/s) devrait être privilégié pour rencontrer les objectifs de rendement sur l'avoir d'Hydro-Québec pour la période 2004-2008.

Tous les détails financiers (flux monétaires, graphique du flux monétaire cumulatif, etc.) sont présentés dans le fichier Excel ScenbaseSuroît2 déposé en preuve avec ce mémoire.

4.3.6.3.5 Impact du crédit de réduction d'émission de GES

À partir du scénario de base, comme la centrale éolienne de 2 500 MW proposée évite l'émission dans l'atmosphère d'au moins 2 055 597 tCO_2/an, nous pouvons réaliser la même évaluation (sur la base du scénario de référence) en supposant que nous recevons un crédit de réduction d'émission de GES de 5 $/$tCO_2$ pour les 20 ans de durée de vie de la centrale et indexé à 2,5 %. Cette hypothèse est encore une fois conservatrice car les crédits de réduction d'émission de GES pourrait aller jusqu'à 15$/$tCO_2$.

Les coûts du projet et économies générées (revenus du projet) sont compilés dans le Tableau 4-19.

Tableau 4-19 : Coûts du projet et économies générées par le projet éolien de remplacement du Suroît (Paiement de 5 $/tCO$_2$ pour les 20 ans de durée de vie de la centrale et indexé à 2,5 %).

Project Costs and Savings								
Initial Costs					**Annual Costs and Debt**			
Feasibility study	0,3%	$	8 820 000			O&M	$	161 605 503
Development	1,0%	$	31 940 000					
Engineering	1,1%	$	36 000 000			Debt payments - 20 yrs	$	208 850 637
Energy equipment	67,7%	$	2 206 875 000		**Annual Costs and Debt - Total**		**$**	**370 456 141**
Balance of plant	16,4%	$	535 250 000					
Miscellaneous	13,6%	$	442 621 971		**Annual Savings or Income**			
Initial Costs - Total	100,0%	**$**	**3 261 506 971**			Energy savings/income	$	434 269 113
						Capacity savings/income	$	-
Incentives/Grants		$	-					
						GHG reduction income - 20 yrs	$	10 277 986-
					Annual Savings - Total		**$**	**444 547 099**

L'investissement total est inchangé, les frais annuels augmentent de 0,3 % et les revenus de 2,4 % par rapport au scénario de base.

Les résultats de l'analyse financière du projet sont compilés dans le Tableau 4-20.

Tableau 4-20 : Résultats de l'analyse financière du projet éolien de remplacement du Suroît (Paiement de 5 $/tCO$_2$ pour les 20 ans de durée de vie de la centrale et indexé à 2,5 %).

Financial Feasibility						
				Calculate energy production cost?	yes/no	Yes
Pre-tax IRR and ROI	%	11,9%		Energy production cost	$/kWh	0,0620
After-tax IRR and ROI	%	11,9%		Calculate GHG reduction cost?	yes/no	No
Simple Payback	yr	11,5				
Year-to-positive cash flow	yr	8,8		Project equity	$	978 452 091
Net Present Value - NPV	$	261 304 579		Project debt	$	2 283 054 880
Annual Life Cycle Savings	$	28 829 265		Debt payments	$/yr	187 951 792
Benefit-Cost (B-C) ratio	-	1,27		Debt service coverage	-	1,39

Les revenus additionnels issus du paiement d'un crédit de réduction d'émission de GES 5 $/tCO$_2$ évitée, et qui serait accessible dans le cadre de la mise en application au Canada du protocole de Kyoto, permet d'améliorer le TRI et RI après impôts du scénario de base de 10 % pour passer de 10,8 % à 11,9 %. Le TRI et RI après impôts (11,9 %) sont alors supérieurs au 11 % de rendement sur l'avoir propre rapporté par Hydro-Québec dans son Plan stratégique 2004-2008. Le projet éolien réalisé dans ce contexte très vraisemblable (5 $/tCO$_2$) devrait permettre de rencontrer les objectifs de rendement sur l'avoir d'Hydro-Québec pour la période 2004-2008.

Tous les détails financiers (flux monétaires, graphique du flux monétaire cumulatif, etc.) sont présentés dans le fichier Excel ScenbaseSuroît3 déposé en preuve avec ce mémoire.

4.3.6.3.6 Intégration des externalités évitées

À partir du scénario de base, nous pouvons réaliser la même évaluation en supposant que la centrale éolienne que nous proposons reçoit (par exemple, de la part du gouvernement fédéral ou

provincial) un crédit pour énergie renouvelable fournie correspondant aux externalités évitées grâce à la centrale éolienne vis-à-vis de la centrale du Suroît (voir section 4.3.7.4) Dans ce contexte, nous devrions recevoir un crédit d'un minimum de 1,3 ¢/kWh pour impacts environnementaux évités durant toute la durée de vie de la centrale. Ce crédit étant indexé à 2,5 %. Dans la mesure ou cette audience à aussi pour but de tenir compte des externalités associées aux modes de production d'électricité pour réaliser un choix intégrant les contraintes du développement durable, la valeur de 1,3 ¢/kWh est conservatrice.

Les coûts du projet et économies générées (revenus du projet) sont compilés dans le Tableau 4-21.

Tableau 4-21 : Coûts du projet et économies générées par le projet éolien de remplacement du Suroît (Crédit pour énergie renouvelable fournie de 1,3 ¢/kWh pour impacts environnementaux évités durant toute la durée de vie de la centrale, indexé à 2,5 %).

Project Costs and Savings							
Initial Costs				**Annual Costs and Debt**			
Feasibility study	0,3%	$	8 820 000		O&M	$	168 625 744
Development	1,0%	$	31 940 000				
Engineering	1,1%	$	36 000 000		Debt payments - 20 yrs	$	208 850 637
Energy equipment	67,7%	$	2 206 875 000	**Annual Costs and Debt - Total**		**$**	**377 476 381**
Balance of plant	16,4%	$	535 250 000				
Miscellaneous	13,6%	$	442 621 971	**Annual Savings or Income**			
Initial Costs - Total	100,0%	**$**	**3 261 506 971**		Energy savings/income	$	434 269 113
					Capacity savings/income	$	-
Incentives/Grants		$	-				
					RE production credit income - 20 yrs	$	85 537 855-
				Annual Savings - Total		**$**	**519 806 968**

L'investissement total est inchangé, les frais annuels augmentent de 2,2 % et les revenus de 20 % par rapport au scénario de base.

Les résultats de l'analyse financière du projet sont compilés dans le Tableau 4-22.

Tableau 4-22 : Résultats de l'analyse financière du projet éolien de remplacement du Suroît (Paiement de 5 $/t$CO_2$ pour les 20 ans de durée de vie de la centrale et indexé à 2,5 %).

Financial Feasibility						
				Calculate energy production cost?	yes/no	Yes
Pre-tax IRR and ROI	%	19,5%		Energy production cost	$/kWh	0,0506
After-tax IRR and ROI	%	19,5%		Calculate GHG reduction cost?	yes/no	No
Simple Payback	yr	9,3				
Year-to-positive cash flow	yr	5,7		Project equity	$	978 452 091
Net Present Value - NPV	$	1 016 858 900		Project debt	$	2 283 054 880
Annual Life Cycle Savings	$	112 188 218		Debt payments	$/yr	1 032 344 048
Benefit-Cost (B-C) ratio	-	2,04		Debt service coverage	-	1,72

Les revenus additionnels issus du paiement de 1,3 ¢/kWh pour impacts environnementaux évités durant toute la durée de vie de la centrale, et qui serait accessible dans le cadre de la prise en compte

des externalités associées aux modes de production d'électricité pour réaliser un choix intégrant les contraintes du développement durable, permet d'améliorer le TRI et RI après impôts du scénario de base de 81 % pour passer de 10,8 % à 19,5 %. Le TRI et RI après impôts (19,5 %) sont maintenant très nettement supérieurs au 11 % de rendement sur l'avoir propre rapporté par Hydro-Québec dans son Plan stratégique 2004-2008. Le projet éolien largement dépasser les objectifs de rendement sur l'avoir d'Hydro-Québec pour la période 2004-2008.

Tous les détails financiers (flux monétaires, graphique du flux monétaire cumulatif, etc.) sont présentés dans le fichier Excel ScenbaseSuroît4 déposé en preuve avec ce mémoire.

4.3.6.3.7 Implantation par une filiale d'HQP ou le secteur privé?

En premier lieu, une remarque importante s'impose. Sur les 3 261 M$ d'investissement requis pour la réalisation du scénario de base, un minimum de 85 % des produits et services (2 778 M$) seront dans les faits sous-traités au secteur privé. Par conséquent, même le scénario de base correspond à un scénario où le secteur privé est nettement dominant. Maintenant, reste la question du propriétaire de la centrale : HQP (à travers la Société de Développement de l'Énergie Éolienne du Québec) ou un promoteur privé?

Nous pouvons réaliser cette évaluation (sur la base du scénario de référence) en utilisant les informations de Wiser and Kahn (1996)[32] qui définit les termes typiques d'un projet financé par le secteur privé, i.e., le ratio d'endettement (55 % car le DSCR doit toujours être plus grand que 1,3), le taux d'intérêt sur la dette (1% de plus que les 6,6 % qu'HQP peut aller chercher sur les marchés), durée de l'emprunt (15 ans est un maximum) et taux d'actualisation de 10 %. Cette fois nous sommes optimistes quant à la capacité du secteur privé d'accéder à de telles conditions financières et de réaliser un projet de 2 500 MW (3 261 M$ d'investissement avec 1 467 M$ d'équité, i.e., 489 M$ de plus en équité qu'HQP?). À moins qu'HQP ne signe à l'avance un contrat avec un promoteur privé capable de réaliser une centrale éolienne de 2 500 MW? Quelle sera alors la volonté d'HQP de signer un tel contrat une fois que l'entreprise aura pris réellement conscience de la rentabilité des projets éoliens de grande envergure?

Les coûts du projet et économies générées (revenus du projet) sont compilés dans le Tableau 4-23.

32 Ce document est déposé en preuve dans l'Annexe Coûts.

Tableau 4-23 : Coûts du projet et économies générées par le projet éolien de remplacement du Suroît (Réalisation par le secteur privé).

Project Costs and Savings								
Initial Costs					**Annual Costs and Debt**			
Feasibility study	0,3%	$	8 820 000			O&M	$	160 646 773
Development	1,0%	$	31 940 000					
Engineering	1,1%	$	36 000 000			Debt payments - 20 yrs	$	204 481 700
Energy equipment	67,7%	$	2 206 875 000		**Annual Costs and Debt - Total**		**$**	**365 128 473**
Balance of plant	16,4%	$	535 250 000					
Miscellaneous	13,6%	$	442 621 971		**Annual Savings or Income**			
Initial Costs - Total	100,0%	**$**	**3 261 506 971**			Energy savings/income	$	434 269 113
						Capacity savings/income	$	-
Incentives/Grants		$	-					
					Annual Savings - Total		**$**	**434 269 113**

L'investissement total est inchangé, les frais annuels diminuent de 1,2 % (à cause de l'équité plus grande, mais augmente à cause du terme plus court de 5 ans) et les revenus sont identiques par rapport au scénario de base.

Les résultats de l'analyse financière du projet sont compilés dans le Tableau 4-24.

Tableau 4-24 : Résultats de l'analyse financière du projet éolien de remplacement du Suroît (Réalisation par le secteur privé).

Financial Feasibility						
				Calculate energy production cost?	yes/no	Yes
Pre-tax IRR and ROI	%	8,6%		Energy production cost	$/kWh	0,0672
After-tax IRR and ROI	%	8,6%		Calculate GHG reduction cost?	yes/no	No
Simple Payback	yr	11,9				
Year-to-positive cash flow	yr	12,3		Project equity	$	1 467 678 137
Net Present Value - NPV	$	(76 688 896)		Project debt	$	1 793 828 834
Annual Life Cycle Savings	$	(8 460 948)		Debt payments	$/yr	187 951 792
Benefit-Cost (B-C) ratio	-	0,95		Debt service coverage	-	1,37

Le scénario de base ne pourra pas être réalisé tel quel par le secteur privé. Pour le secteur privé, le TRI et RI après impôts devrait être au moins supérieur à 12 %, ce qui n'est pas le cas (8,6 %). De plus, la VAN est inférieure à 0, ce qui signale un projet non rentable. On peut donc en conclure que la réalisation rentable d'un projet éolien de 2 500 MW par le secteur privé nécessiterait que le secteur privé :

- puisse justifier d'un contrat ferme d'électricité pour rassurer les investisseurs et assouplir les conditions de financement, mais avant un appel d'offres, est-ce réaliste ?;
- ait accès à des conditions de financement similaires à celles accessibles à HQP;
- ait accès à des sources de revenus additionnelles, telles que crédit pour ÉR fournie, crédit de réduction d'émission de GES ou encore intégration des externalités de CCCGN évités (1,3 ¢/kWh et plus);
- possède un contrat pour une quantité plus grande.

Le choix de réserver des développements de cette envergure (2 500 MW et plus) au secteur privé ou public est un choix politique qui doit être présenté comme tel, et qui mérite une analyse encore plus approfondie. En effet, si les Québécois ont accepté d'inonder 1,2 % de leur territoire, c'est beaucoup parce que la propriété des infrastructures de production d'électricité son publiques. Est-ce que les Québécois sont prêts à accepter que le secteur privé réalise des développements d'une envergure comparable dans le paysage? La réponse est politique.

Tous les détails financiers (flux monétaires, graphique du flux monétaire cumulatif, etc.) sont présentés dans le fichier Excel ScenbaseSuroît5 déposé en preuve avec ce mémoire.

4.3.6.3.8 Scénario de remplacement des centrales thermiques et de satisfaction des besoins additionnels d'HQD

Dans la section 4.3.8.2.1, on a évalué que d'ici 2015, environ 14 900 MW d'éolien seraient nécessaire pour remplacer les centrales thermiques et satisfaire les besoins additionnels d'HQD. Dans un tel contexte, nous sommes certains d'obtenir les réductions de coût du kW installé qui sont présentées dans la section 4.3.6.4. En effet, pour une quantité dépassant les 10 000 MW, le coût du kW installé devrait sans aucun doute se situer aux alentours de 925 $/kW (Neij et al., 2003; Navigant Consulting, 2003).

Afin de réaliser cette évaluation préliminaire de projet, nous faisons les hypothèses suivantes :

- Le coût du kW installé est 17 % plus élevé, soit 1 080 $/kW;
- Pour simplifier l'évaluation dans le contexte de la préfaisabilité, la totalité de la capacité serait installée en une année;
- La centrale équivalente paie pour le service d'équilibrage au coût mis de l'avant par HQP, i.e., 0,9 ¢/kWh;
- La centrale équivalente reçoit un paiement de 6,6 ¢/kWh.

Les coûts du projet et économies générées (revenus du projet) sont compilés dans le Tableau 4-25.

Tableau 4-25 : Coûts du projet et économies générées par le projet éolien de remplacement des centrales thermiques et de satisfaction les besoins additionnels d'HQD

Project Costs and Savings							
Initial Costs				**Annual Costs and Debt**			
Feasibility study	0,3%	$	33 161 600		O&M	$	844 170 007
Development	1,0%	$	149 796 000				
Engineering	1,1%	$	190 912 000		Debt payments - 20 yrs	$	1 032 344 048
Energy equipment	67,7%	$	10 506 362 500	**Annual Costs and Debt - Total**		**$**	**1 876 514 055**
Balance of plant	16,4%	$	3 045 250 000				
Miscellaneous	13,6%	$	2 196 074 209	**Annual Savings or Income**			
Initial Costs - Total	100,0%	**$**	**16 121 556 309**		Energy savings/income	$	2 235 301 559
					Capacity savings/income	$	-
Incentives/Grants		$	-				
				Annual Savings - Total		**$**	**2 235 301 559**

Les résultats de l'analyse financière du projet sont compilés dans le Tableau 4-26.

Tableau 4-26 : Résultats de l'analyse financière du projet éolien de remplacement des centrales thermiques et de satisfaction les besoins additionnels d'HQD

Financial Feasibility						
				Calculate energy production cost?	yes/no	Yes
Pre-tax IRR and ROI	%	11,8%		Energy production cost	$/kWh	0,0462
After-tax IRR and ROI	%	11,8%		Calculate GHG reduction cost?	yes/no	No
Simple Payback	yr	11,6				
Year-to-positive cash flow	yr	8,9		Project equity	$	4 836 466 893
Net Present Value - NPV	$	1 209 219 317		Project debt	$	11 285 089 417
Annual Life Cycle Savings	$	133 410 998		Debt payments	$/yr	187 951 792
Benefit-Cost (B-C) ratio	-	1,25		Debt service coverage	-	1,38

Comme le TRI et RI après impôts (11,8 %) est supérieur au 11 % de rendement sur l'avoir propre rapporté par Hydro-Québec dans son Plan stratégique 2004-2008, ce projet éolien de grande envergure devrait être considéré comme rencontrant les objectifs de rendement sur l'avoir d'Hydro-Québec. D'autant plus qu'il a été évalué de manière conservatrice en terme de coût du kW installé.

Tous les détails financiers (flux monétaires, graphique du flux monétaire cumulatif, etc.) sont présentés dans le fichier Excel ScenbaseSuroît6 déposé en preuve avec ce mémoire.

Objectifs du dépôt en preuve :

- **Démontrer que le remplacement du projet du Suroît par 2 500 MW d'éolien est un projet rentable pour HQP;**
- **Démontrer que le remplacement des centrales thermiques et de satisfaction des besoins additionnels d'HQD par 14 900 MW d'éolien est un projet potentiellement rentable pour Hydro-Québec.**

4.3.6.4 Validation de l'analyse financière

Nous tenons à signaler en premier lieu qu'HQP a refusé de répondre à la demande de renseignement du CCVK au sujet du prix payé par HQP pour acheter l'électricité produite par les centrales éoliennes du Nordais et de Murdochville. Par conséquent, il ne nous est pas possible de quantifier la différence entre l'expérience québécoise d'envergure moyenne (100 MW par centrale, équipement essentiellement importé) et les chiffres du scénario conservateur proposé. Par contre, l'expérience internationale peut nous aider grandement à valider notre évaluation des coûts d'un projet éolien de grande envergure. Particulièrement en terme du coût du kW installé et du kWh produit.

En premier lieu, nous pouvons comparer notre évaluation du coût du kW installé avec celui atteint pour la construction de la centrale de King Mountain Wind Ranch de 279 MW (Siegel, 2004) qui vient d'être installée au Texas au coût global de 300 M$ US; les éoliennes Bonus de 1,3 MW ayant toutes été importées du Danemark car Bonus ne possède pas de capacités manufacturières en Amérique du Nord. Traduit en dollars canadiens le coût global est de 396 M$ (taux de change 1,32 $ canadien pour 1 $ US), soit 1 419 $/kW. Ce chiffre se compare très bien avec les 1 304 $/kW de notre projet, puisque la différence est seulement de 9 %. Étant donné que nous achetons 9 fois plus d'éoliennes (2 500 MW vs. 279 MW) et que les éoliennes seront normalement fabriquées au Québec, notre évaluation du coût installé (1 304 $/kW) est certainement conservatrice et par conséquent, notre analyse financière aussi.

En second lieu, nous présentons les résultats d'une étude datée d'octobre 2003, réalisée par Navigant Consulting et commanditée par plusieurs utilités publiques américaines et canadienne, dont **Hydro-Québec**. La Figure 4-11 rapporte les coûts au kW installé en 2003 avec prévisions à l'horizon 2013 pour plusieurs technologies des énergies renouvelables dont l'éolien.

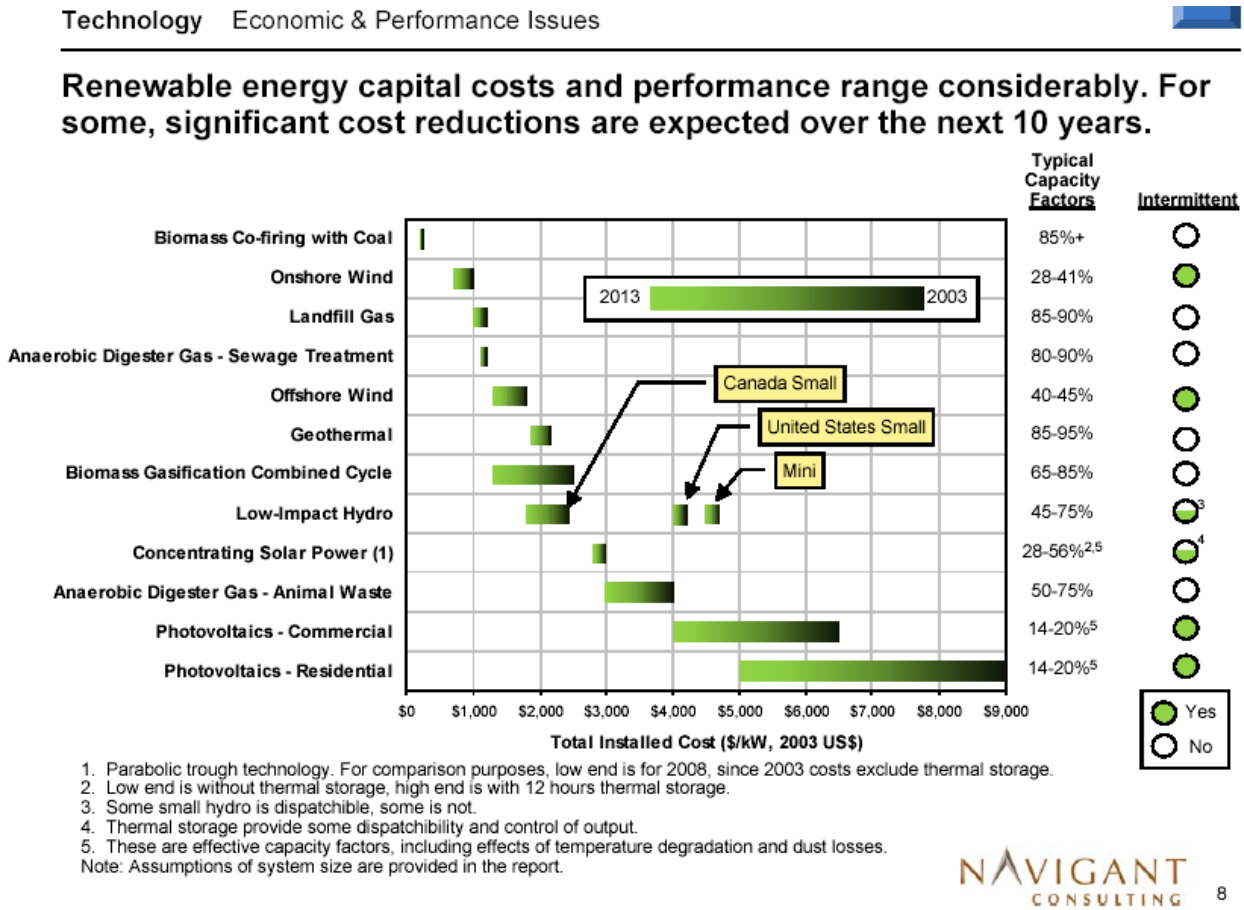


Figure 4-11 : Coût du kW installé en $ US (2003-2013) par Navigant Consulting

Le chiffre rapporté pour l'éolien de 1 320 $/kW (1 000 $US/kW en 2003) se compare très bien avec les 1 304 $/kW de notre projet, puisque la différence est seulement de 1 %. Ce qu'il faut remarquer ici, c'est aussi la baisse des coûts anticipée de l'ordre de 25-30 % d'ici 2013 (700 $US/kW). En réalisant un appel d'offres d'envergure (fabrication, ingénierie) pour remplacer le Suroît et par la suite les autres centrales thermiques au Québec, on pourrait certainement obtenir un prix du kW installé intermédiaire entre 920 et 1320 $/kW.

Troisièmement, nous présentons les résultats d'une étude exhaustive de 2003, réalisée sous l'égide de l'IEA par Neij et al. (2003) qui compile de très nombreux résultats sur les coûts des éoliennes et du kW installé dans plusieurs pays européens. La Figure 4-12 rapporte les coûts du kW éolien installé dans trois pays européens (Danemark, Espagne et Suède) en fonction de la capacité installée dans le pays.

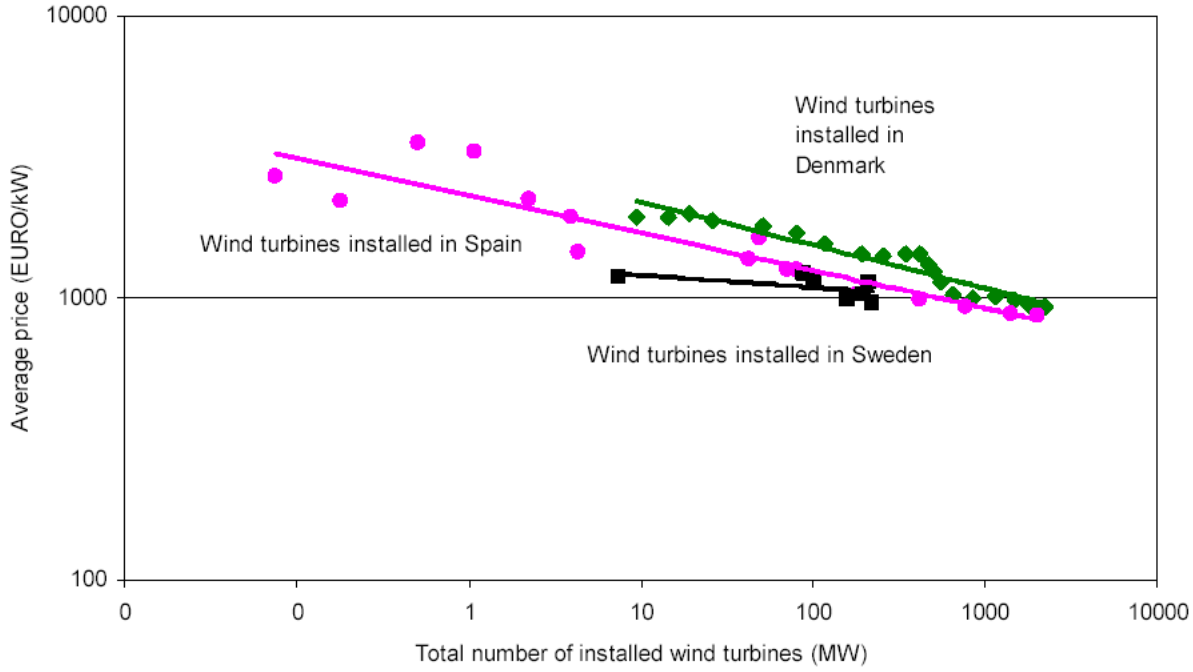


Figure 6.4. Experience curves for wind turbines installed in Denmark, Span and Sweden, based on total installation cost, as a function of total number of wind turbines installed in each country.

Figure 4-12 : Coût du kW installé dans trois pays européens en fonction de la capacité installée

Le chiffre du kW installé pour l'éolien après plus de 2 500 MW installés au Danemark et en Espagne est d'environ 1 190 $/kW (~ 900 €/kW). Ce chiffre démontre tout le potentiel présenté par l'installation massive d'éoliennes en terme de réduction des coûts car l'écart avec notre estimé conservateur (1 304 $/kW) est d'environ 9 %. Ce que démontre aussi la Figure 4-12, c'est que **l'installation de moins de 1 000 MW d'éolien ne permet pas d'aller chercher toutes les réductions de coûts accessibles à travers la fabrication et l'installation à grande échelle, c'est-à-dire plus de 2 500 MW. Par conséquent, l'appel d'offres A/O 2003-02 d'Hydro-Québec ne permettra pas d'atteindre toutes les réduction de coûts accessibles par un programme plus vaste dont les contraintes de développement économique sont moins dominantes.** Veuillez noter qu'en extrapolant cette courbe à 10 000 MW, les coûts du kW installé seraient de l'ordre de 700 €/kW soit environ 925 $ /kW; la valeur de base que nous utilisons pour réaliser notre évaluation financière de la capacité éolienne installée pour remplacer le reste de la production thermique au Québec (voir section 4.3.6.3.8).

Quatrièmement, nous présentons les résultats (Figure 4-13) d'une étude datée d'octobre 2003, réalisée par Navigant Consulting et commanditée par plusieurs utilités publiques américaines et canadienne, dont **Hydro-Québec**. La Figure 4-13 rapporte les coûts du kWh produit en 2003 avec prévisions à l'horizon 2013 pour plusieurs technologies des énergies renouvelables dont l'éolien.

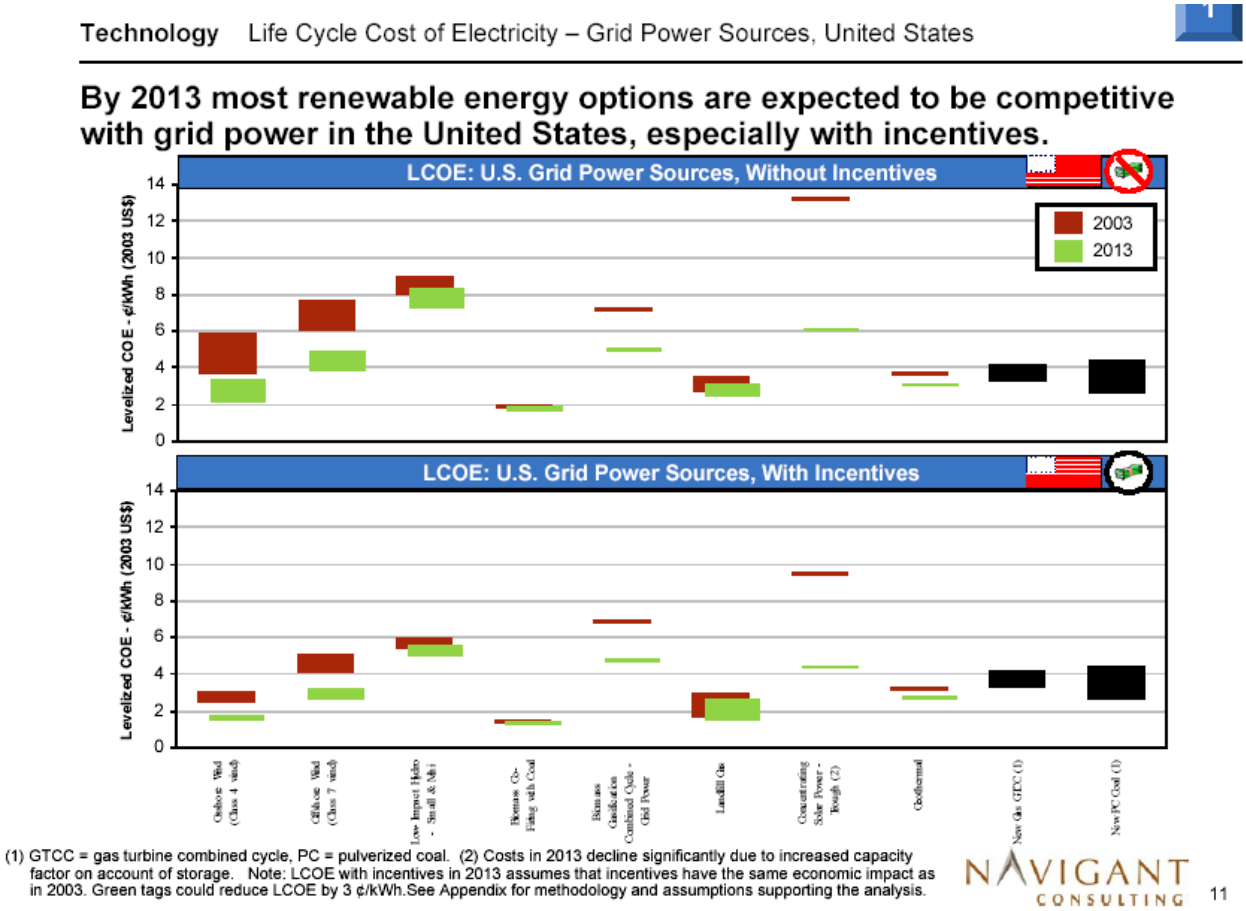

Technology Life Cycle Cost of Electricity – Grid Power Sources, United States
By 2013 most renewable energy options are expected to be competitive with grid power in the United States, especially with incentives.
LCOE: U.S. Grid Power Sources, Without Incentives
LCOE: U.S. Grid Power Sources, With Incentives
Levelized COE - ¢/kWh (2003 US$)
2003
2013
Onshore Wind (Class 4 wind)
Offshore Wind (Class 7 wind)
Low Impact Hydro - Small & Mid
Biomass Co-Firing with Coal
Biomass Gasification Combined Cycle - Grid Power
Landfill Gas
Concentrating Solar Power - Trough (2)
Geothermal
New Gas GTCC (1)
New PC Coal (1)
(1) GTCC = gas turbine combined cycle, PC = pulverized coal. (2) Costs in 2013 decline significantly due to increased capacity factor on account of storage. Note: LCOE with incentives in 2013 assumes that incentives have the same economic impact as in 2003. Green tags could reduce LCOE by 3 ¢/kWh.See Appendix for methodology and assumptions supporting the analysis.
NAVIGANT CONSULTING
11

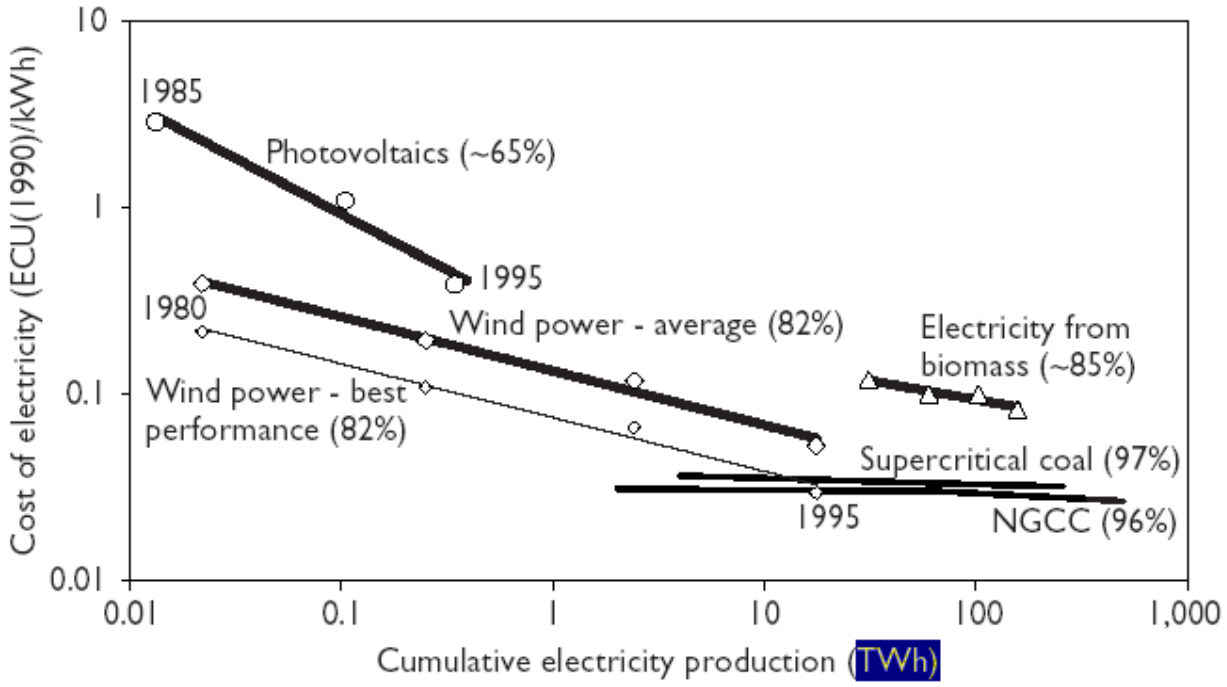
Figure 4-13 : Coûts du kWh produit en 2003 avec prévisions à l'horizon 2013 pour plusieurs technologies des énergies renouvelables dont l'éolien selon Navigant Consulting.

Le chiffre rapporté en 2003 pour l'éolien (sans tenir compte d'aucun crédit pour énergie renouvelable ou de CO_2) de 0,038 à 0,06 $ US/kWh (0,050-0,079 $/kWh) se compare avantageusement avec les coûts des CCCGN de l'ordre de 0,035 à 0,041 $ US/kWh (0,046-0,054 $/kWh). Ce qu'il faut remarquer ici, c'est premièrement que les meilleures centrales éoliennes (plus hautes vitesses de vent) sont déjà compétitives économiquement avec les CCCGN, et deuxièmement que dans la période 2003-2013, ce sont systématiquement toutes les centrales éoliennes (basse et hautes vitesses de vent) qui produiraient un kWh toujours moins cher que celui produit par les CCCGN. Le risque et la vulnérabilité face aux coûts du gaz naturel dans le contexte de la construction d'une centrale du Suroît CCCGN dont la durée de vie prévue serait de 25 relève plus de la futurologie que d'une science exacte.

Finalement, nous tenons à présenter les résultats (Figure 4-14) d'un document produit sous l'égide de l'Agence Internationale de l'Énergie (2000) qui démontre de manière aussi explicite la convergence actuellement en train de ce produire au niveau des coûts de production du kWh par les centrales éoliennes et les centrales CCCGN (NGCC sur la figure). En extrapolant les deux courbes de l'éolien à la production mondiale annuelle actuelle (85 TWh/an), on peut s'apercevoir qu'aussi bien pour les centrales éoliennes aux performances dans la moyenne que pour les centrales éoliennes très performantes (vitesse de vent élevées), l'éolien est compétitif avec les CCCGN type Suroît (0,03-0,06 €/kWh ou environ 0,04-0,079 $/kWh). C'est aussi ce que nous

avons pu constater en réalisant les analyses RETScreen® que nous avons présentées précédemment.

Figure 1.5. Electric Technologies in EU, 1980-1995



Cost of electricity and electricity produced from selected electric technologies installed in the European Union 1980-1995. Numbers in parentheses are estimates of progress ratios. Data for renewable technology are from the EU-ATLAS project. The curve for Natural Gas Combined Cycle (NGCC) is calculated for EU based on the information in Claeson (1999). The progress ratio for supercritical coal power plants is based on a US study of Joskow and Rose (1985). For the fossil technologies, the fuel prices have been set constant at the 1995 level. EU-ATLAS data are available for five-year intervals for the period 1980-1995 (Marsh, 1998) and do not permit more than very rough estimates of the progress ratios for photovoltaics and electricity from biomass.[6] The two curves for wind power show the average production cost and the production cost from the plants with the best performance.

Figure 4-14 : Convergence des coûts de l'éolien et des CCCGN selon l'IEA (2000)

Par conséquent la rentabilité réelle du projet éolien de 2 500 MW démontrée dans le contexte de l'analyse financière conservatrice présentée n'est pas une surprise, mais une conséquence prévisible des faits incontestables rapportés dans le contexte de l'expérience internationale en terme des coûts du kW installé et de kWh éolien produit à des coûts comparables à ceux générés par les CCCGN.

Les documents de Siegel (2004), Navigant Consulting (2003), Neij et al. (2003) et l'IEA (2000) permettant de réaliser la validation de l'analyse financière présentée sont tous déposés en preuve.

Objectifs du dépôt en preuve :

- **Démontrer que le coût en capital (par kW) du projet de 2 500 MW proposé (1 304 $/kW; éoliennes importées) est comparable aux coûts (1 419 $/kW) du plus grand projet éolien au monde (279 MW) actuellement en opération au Texas (Siegel, 2004);**

- **Démontrer que le coût en capital (par kW) du projet de 2 500 MW proposé (1 304 $/kW) est comparable aux coûts (1 320 $/kW) de l'éolien rapporté par Navigant Consulting en 2003 dans le cadre d'une étude commanditée par Hydro-Québec;**

- **Démontrer que le coût en capital (par kW) du projet de 2 500 MW proposé (1 304 $/kW) est supérieur de 9 % aux coûts (1 190 $/kW) de l'éolien rapporté par Neij et al. (2003), mais qui pourrait être abaissé avec l'installation de plus de 2 500 MW conformément aux données européennes;**

- **Démontrer qu'un coût en capital de 925 $/kW peut être atteint pour un projet éolien de plus de 10 000 MW (Neij et al., 2003; Navigant Consulting, 2003);**

- **Démontrer que le coût du kWh produit par les meilleures centrales éoliennes aux États-Unis est équivalent au coût du kWh produit par les CCCGN (~ 0,05 $/kWh) en s'appuyant sur la présentation des donnés provenant d'une étude commanditée par Hydro-Québec et réalisé par Navigant Consulting (2003);**

- **Démontrer la convergence des coûts du kWh produit par l'éolien et les CCCGN (0,04-0,079 $/kWh) en s'appuyant sur la présentation des donnés les plus récentes au niveau international produites sous l'égide de l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA, 2000);**

- **Valider les résultats de l'analyse financière par rapport à l'expérience internationale en terme des coûts du kW installé et de kWh éolien produit à des coûts comparables à ceux générés par les CCCGN.**

4.3.7. Impacts environnementaux et externalités (éolien, CCCGN)

Nous présentons dans les sous-sections suivantes un résumé des résultats compilés dans les études ExternE (1997-2003) relatives à l'éolien et aux centrales à cycle combiné au gaz naturel (CCCGN).

Les études du projet ExternE commanditées par la communauté Européenne constituent l'exercice de quantification monétaire des externalités sociales et environnementales (quantification des coûts sociaux et environnementaux) reliées à la production d'électricité le plus exhaustif et le plus avancé au monde actuellement. Ces études, réalisées sur une période couvrant plus de 10 ans sont encore financées par la DG Recherche (Programme Joule).

L'objectif initial était de développer une méthodologie d'évaluation des externalités qui soit acceptable à tous les participants. Un suivi des projets réalisés est toujours en cours car la méthodologie est maintenant appliquée au secteur de la production de chaleur, des transports et des activités industrielles. Un financement à hauteur de 16 millions de dollars canadiens a été nécessaire pour la réalisation de ces études. À partir de cinq équipes en 1991, la participation au projet dépasse maintenant cinquante équipes. Elles sont notamment localisées en **Autriche, Belgique, Danemark, Finlande, France, Allemagne, Grèce, Irlande, Italie, les Pays-Bas, le**

Portugal, l'Espagne, la Suède et le Royaume-Uni. Les principales organisations ayant dirigé le développement de la méthodologie d'évaluation des externalités sont compilées dans le Tableau 4-27.

Tableau 4-27 : Organisations leaders du développement de la méthodologie d'évaluation des externalités (http://www.externe.info/members.html)

Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy (IER) University of Stuttgart, Germany
Centre d´Énergétique - Ecole Nationale Supérieure des Mines / ARMINES Paris, France
Department of Economics and International Development University of Bath, Bath, Great Britain
Institute of Occupational Medicine Edinburgh, Scotland
AEA Technology (formerly ETSU) Didcot, United Kingdom
Institute of Terrestrial Ecology (ITE) Cumbria, United Kingdom
Research Centre for Energy, Environment and Technology (CIEMAT) Madrid, Spain
Centre d'étude sur l'Évaluation de la Protection dans le domaine Nucléaire (CEPN) Fontenay-aux-Roses, France
Swedish Corrosion Institute (SCI) Stockholm, Sweden
Instituut voor Milieuvraagstukken (IVM) Vrije Universiteit Amsterdam, The Netherlands

Le projet ExternE a permis :

- De développer une méthodologie ascendante d'évaluation des externalités (coûts indirects à quantifier);
- D'évaluer plusieurs cycles de combustible;
- De réaliser des évaluations fiables des coûts marginaux;
- D'identifier les externalités clés;
- De réaliser une quantification monétaire des externalités.

4.3.7.1 Impacts environnementaux évités par l'éolien

Dans la mesure où l'on développe l'éolien à grande échelle selon le scénario proposé, la comparaison des impacts environnementaux crédite l'éolien sur les aspects suivants :

- L'ennoiement de superficies additionnelles découlant du développement de nouveaux méga-barrages hydrauliques ou du détournement à grande échelle des dernières grandes rivières encore vierges du Québec[33];

33 Rappelons ici, que déjà plus de 60 % de toutes les grandes rivières de cette planète sont harnachés. Quelle est la limite au Québec? Est-ce qu'il faudra que 100% de toutes les grandes rivières soient harnachées pour arrêter? D'autant plus, que selon les données même d'Hydro-Québec, ces rivières semblent charrier de moins en moins d'eau depuis les 13 dernières années, notamment dans la région du complexe la Grande. Dans ce contexte, est-ce que la stratégie à privilégier est de faire de plus en plus de barrages sur des rivières de plus en plus asséchées, de contribuer à leur assèchement par le développement

- La construction de longues routes permettant d'ouvrir de nouveaux territoires à l'exploitation caractérisée par :
    - La destruction et/ou la diminution des ressources et habitats fauniques;
    - La destruction et/ou la diminution de diversité dans les ressources forestières;
    - La pollution généralisée par l'abandon des déchets domestiques et industriels;
    - La contamination des diverses sources d'eau : lacs, rivières, etc.
    - L'ouverture de sites miniers qui seront plus tard abandonnés en l'état;
- Les accidents d'envergure catastrophique du type :
    - Explosion de centrales nucléaires ou fuite de déchets radioactifs à court, moyen ou long terme;
    - Bris de barrage;
    - Fuites et explosion de gaz naturel;
    - Etc.
- L'émission ou la génération à grande échelle des molécules polluantes suivantes :
    - CO_2 (changement climatique);
    - CO (impacts sur la santé humaine et animale);
    - CH_4 (changement climatique);
    - O_3 (pluies acides, impacts sur la santé humaine, animale et végétale);
    - SO_x (pluies acides, dégradation des bâtiments, impacts sur la santé humaine, animale et végétale);
    - NO_x (changement climatique, pluies acides, dégradation des bâtiments, impacts sur la santé humaine, animale et végétale);
    - Mercure (impacts sur la santé humaine et animale);
    - Benzène (impacts sur la santé humaine et animale);
    - Benzo-[a]-pyrène (impacts sur la santé humaine et animale);
    - 1,3-butadiène (impacts sur la santé humaine et animale);
    - Poussières et particules (impacts sur la santé humaine et animale);
    - Uranium, plutonium, strontium, etc. (impacts sur la santé humaine, animale et végétale).

4.3.7.2 Impacts environnementaux non significatifs de l'éolien

Dans la mesure ou l'on souhaite développer l'éolien à grande échelle selon le scénario proposé, on devrait prendre note du fait que l'éolien aura des impacts non significatifs (ExternE; 1997-2003) sur :

- La santé du public;
- La faune ichtyologique;
- La biodiversité et les écosystèmes;
- Les forêts;
- Les cultures agricoles;
- Les infrastructures publiques et privés.

incontrôlé de centrales thermiques ou de prendre acte des changements climatiques et de changer de stratégie pour privilégier des politiques proactives favorables à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables ?

4.3.7.3 Externalités de l'éolien

Six pays européens ont quantifiés les externalités monétaires associées aux centrales éoliennes. Les résultats de ces études sont rapportés dans le Tableau 4-28.

Tableau 4-28 : Évaluation monétaires des externalités des centrales éoliennes en Europe

		Phase de production d'électricité			Autres phases		
PAYS	Site, puissance	Bruit	Impact visuel	Autres	Santé humaine	Autres	Total (m€)
DE	Nordfriesland, 11.25 MW	0.064	0.06	ne	0.31	0.03-1	0.37-1.3 (0.47-0.67)
DK	Tunø Knob, 5 MW (off-shore)	0.004	ne	0.009	0.5	0.1-3	0.6-3.6 (1-1.6)
DK	Fjaldene, 9 MW	0.02	0.2	0.02	0.3	0.1-2	0.6-2.5 (0.9-1.3)
ES	Fjaldene, 9 MW	0.008	ne	0.95	0.8	0.02-0.7	1.7-2.7 (1.8-1.9)
GR	Andros, 1.6 MW	1.12	ne	0.14	0.9	0.03-1.14	2.2-3.3 (2.4-2.6)
NO	Vikna, 2.2 MW	ne	ne	0.003	0.4	0.016-2.1	0.5-2.5 (0.5-1.1)
UK	Penrhyddlan, 31 MW	0.07	ne	0.2	0.8	0.03-1.3	1.2-2.4 (1.3-1.5)

Dans le Tableau 4-28, on peut observer dans la dernière colonne (chiffres entre parenthèses) que la valeur monétaire typique des externalités associées aux centrales éoliennes est de l'ordre de 0,001 à 0,002 €/kWh. Soit environ 0,0013 à 0,00026 $/kWh ce qui représente de 2 à 4 % du coût unitaire du kWh produit par la centrale éolienne proposée (~ 0,066 $/kWh). Dans le respect de l'environnement et du développement durable, les coûts sociaux et environnementaux du projet de centrale éolienne proposée devraient donc intégrer un surcoût de 0,0013 à 0,0026 $[34]/kWh.

Selon les résultats des études ExternE, la majeure partie des impacts environnementaux et sociaux de l'éolien sont encourus dans le contexte de la fabrication/installation et de la phase de production d'électricité. Les impacts environnementaux associés à la phase de fabrication/installation (à cause des émissions associées à la fabrication) sont généralement du même ordre de grandeur que les impacts durant la phase d'opération (essentiellement bruit et impacts visuels).

Comme pour les autres technologies des énergies renouvelables étudiées dans le contexte de ExternE, les impacts sont très dépendants de la localisation et c'est ce qui explique la majeure partie des écarts observables au Tableau 4-28. L'autre facteur déterminant est la quantité d'électricité produite par la centrale. En effet, si le site est plus venteux, la valeur monétaire de l'externalité sera moindre puisque exprimée en m€/kWh (toute chose étant égale par ailleurs). Pour les cas présentés et par MW installé, les centrales éoliennes danoises et britanniques produisent beaucoup plus d'énergie que les centrales espagnoles et grecques, d'où des externalités plus faibles pour les premières.

34 Tel que mentionné au début de ce rapport d'expertise, on suppose la parité entre l'€ et le $ US. Le taux de change $ CAD vs. $ US sera supposé égal à 1,3 $ CAD pour 1 $ US.

4.3.7.4 Externalités des CCCGN

Plus de dix pays européens ont quantifiés les externalités monétaires associées aux centrales CCCGN. Les résultats de ces études sont rapportés dans le Tableau 4-29.

Tableau 4-29 : Évaluation monétaires des externalités des CCCGN dans divers pays européens

				Phase de production d'électricité			Autres phases		
PAYS	Site, puissance	Technologie	Provenance du gaz naturel	Santé humaine	Réchauffement climatique	Autres	Réchauffement climatique	Autres	Total (m€)
BE	Drogenbos, 460 MW	CCCGN	Norvège	3.0	1.5-54	0.12	0.1-3.1	0.07	5-60 (11-22)
DE	Lauffen, 780 MW	CCCGN	Allemagne, Pays-bas	2.8	1.3-49	0.03	0.2-7	1.6	6-60 (12-23)
ES	Valdecaballeros, 624 MW	CCCGN, low NO_x	Algérie	3.4	1.5-56	0.14	0.02-0.9	0.017	5-60 (11-22)
FR	Cordemais, 250 MW	CCCGN	Russie, Algérie	11.3	1.5-56	0.27	0.1-4.5	-	13-71 (19-31)
GR	Lavrio, 550 MW	CCCGN	Russie & Algérie	2.5	0.8-28	0.85	4e-3-0.16	0.06	4.1-31 (7-13)
IT	Trino Vercellese, 640 MW	CCCGN, low NO_x	Mer Adriatique	6.5	1.7-60	0.16	0.12-1.5	0.13	9-69 (15-27)
NL	Eemshaven, 1700 MW	CCCGN, low NOx	Norvège	2.2	1.5-57	0.12	0.02-0.9	0.1	3-69 (5-19)
NO	Tjeldbergodden, 652 MW	CCCGN, low NOx	Norvège	0.3	1.5-57	0.03	ng	0.01	2-58 (8-19)
PT	Tapada do Outeiro, 918 MW	CCCGN	Algérie	0.25	1.6-60	0.01	0.03-1.1	0.08	2-62 (8-21)
UK	West Burton, 652 MW	CCCGN	Mer du Nord	3.3	1.5-55	0.2	0.04-1.6	0.1	5.2-60 (11-22)

Dans le Tableau 4-29, on peut observer dans la dernière colonne (chiffres entre parenthèses) que la valeur monétaire typique des externalités associées au CCCGN est de l'ordre de 0,01 à 0,02 €/kWh. Ces externalités sont de dix à vingt fois plus élevées que la valeur monétaire typique des externalités associées aux projets éoliens.
De plus, ces valeurs représentent 20 à 40 % du coût unitaire du kWh produit par le Suroît (~ 0,066 $/kWh). Dans le respect de l'environnement et du développement durable, les coûts sociaux et environnementaux du projet Le Suroît devraient donc intégrer un surcoût de 0,013 à 0,026 $/kWh.

Selon les résultats des études ExternE, la majeure partie des différences observées dans les évaluations de pays à pays seraient attribuables à la provenance du gaz naturel (Algérie, Russie, Norvège et Italie) et les impacts environnementaux qui y sont associés. Toutes les études ont été réalisées pour des CCCGN à cause des hautes efficacités énergétiques et des faibles taux d'émissions de polluants conventionnels qui y sont associés.

La majeure partie de l'externalité est tout de même associée à l'émission de polluants atmosphériques (NO_x, CO, CH_4, and CO_2), particulièrement lors de la production d'électricité, bien que l'on ait aussi

tenu compte des émissions, qui peuvent être significatives, durant le transport et la phase d'extraction du gaz naturel.

Les études ExternE (1997-2003) relatives à l'éolien et aux centrales à cycle combiné au gaz naturel (CCCGN), incluant la méthodologie sont toutes déposés en preuve et se trouvent en Annexe Environnement.

4.3.7.5 Externalités globales annuelles des scénarios éolien et Suroît

Pour référence, les externalités monétaires annuelles des scénarios éolien et Suroît sont résumés dans le Tableau 4-30.

Tableau 4-30 : Externalités globales annuelles des scénarios éolien et Suroît

Scénarios	Montant global annuel des externalités (M$)
Éolien (2 500 MW, 6,5 TWh)	8,5-16,9
Suroît (836 MW, 6,5 TWh)	84,5-169

À remarquer que le montant global annuel des externalités associées au Suroît représente de 27 à 54 % du coût annuel en carburant pour cette centrale, soit environ 315 M$.

Objectifs du dépôt en preuve :

- **Quantifier les externalités monétaires associées au centrales éoliennes (0,0013-0,0026 $/kWh);**
- **Quantifier les externalités monétaires associées aux CCCGN (0,013-0,026 $/kWh);**
- **Quantifier les externalités globales annuelles des scénarios éolien (8,5-16,9 M$/an) et Suroît (84,5-169 M$/an). Pour ce dernier, les externalités représentent de 27 à 54 % du coût annuel en carburant (315 M$/an);**
- **Faciliter l'intégration des externalités monétaires ainsi évaluées à l'analyse financière, pour incorporer les coûts sociaux et environnementaux de ces projets dans le respect de l'environnement et du développement durable;**
- **Présenter les impacts environnementaux évités par l'éolien comparativement aux autres options majeures selon les études ExternE (1997-2003);**
- **Présenter les impacts environnementaux non significatifs de l'éolien selon les études ExternE (1997-2003).**

4.3.8. Carte routière d'implantation de l'éolien au Québec

En plus du remplacement de toute la production thermique au Québec et de satisfaire les besoins d'HQD, la réalisation de la carte routière proposée permettra au Québec de contribuer au développement de l'industrie éolienne nationale et internationale et surtout, de bénéficier des abondantes retombées technologiques et économiques associées aux cycles technologiques et de marché de l'éolien (Figure 4-15). Les interactions et rétroactions entre les deux cycles telles que décrites sur la Figure 4-15 sont responsables du développement technologique accéléré de l'éolien, de la baisse des coûts réalisée et à venir ainsi que de la création d'emplois très importante qui y est associée.

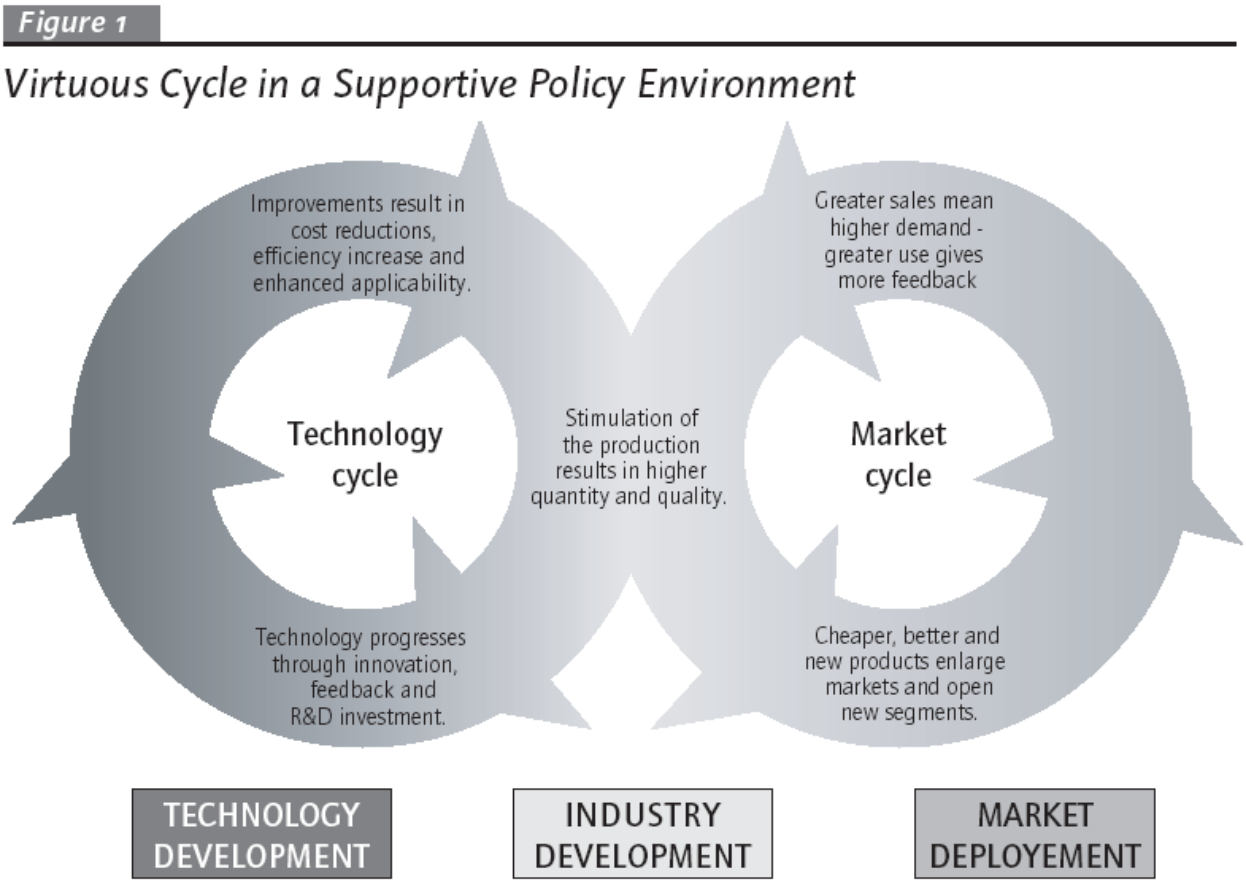


Figure 1
Virtuous Cycle in a Supportive Policy Environment
Improvements result in cost reductions, efficiency increase and enhanced applicability.
Technology cycle
Technology progresses through innovation, feedback and R&D investment.
Stimulation of the production results in higher quantity and quality.
Greater sales mean higher demand - greater use gives more feedback
Market cycle
Cheaper, better and new products enlarge markets and open new segments.
TECHNOLOGY DEVELOPMENT
INDUSTRY DEVELOPMENT
MARKET DEPLOYEMENT
Source: NET Ltd. Switzerland based on IEA/OECD (2000).

Figure 4-15 : L'industrie éolienne à la croisée des interactions et rétroactions fortes entre les cycles de développement technologique et de marché (IEA/OECD, 2000).

4.3.8.1 Évaluation du besoin de remplacement du thermique et efficacité du plan

4.3.8.1.1 Évaluation du besoin de remplacement du thermique

La production thermique au Québec, c'est essentiellement la centrale au mazout de Tracy (600 MW), les turbines à gaz fonctionnant au mazout No. 2 (La Citière (280 MW), Cadillac (162 MW) et Bécancour (428 MW)) et la centrale nucléaire de Gentilly-2 (675 MW; 4,6 TWh). Mais il faut aussi compter les ''futures'' centrales du Suroît (6,5 TWh) et de Bécancour (4,5 TWh).

Selon le document déposé par Hydro-Québec (HQP-3-Doc-1_3526_RepHQP-DemRens-1Regie_19mars04), la centrale de Tracy a produit en 2003, 1,7 TWh et la centrale nucléaire de Gentilly-2 environ 5,5 TWh. De plus, dans son rapport 2003 sur le développement durable, Hydro-Québec affirme que ses émissions reliées aux centrales thermiques seraient de 1 456 133 tCO_2/an à cause de l'utilisation de Tracy comme centrale de base en 2003.
Puisque les émissions en 2002 (et avant) étaient seulement de 320 000 tCO_2/an, on peut en déduire que les centrales au mazout de Tracy, les turbines à gaz fonctionnant au mazout No. 2 (La Citière, Cadillac et Bécancour) ne sont généralement utilisées que comme des centrales de pointe. Nous nous baserons donc sur les prévisions de production à la centrale de Tracy (HQP-3-Doc-1_3526_RepHQP-DemRens-1Regie_19mars04) pour le futur (2007-2011) pour déduire la production énergétique des autres centrales utilisées en pointe ; à défaut de disposer des informations sur leur production énergétique individuelle. C'est cette production que nous voulons éliminer en proposant la stratégie suivante :

- Construction, si nécessaire[35], d'une ou deux turbines hydrauliques additionnelles en suréquipement sur un ou deux barrages déjà construits (possiblement SM-3, ou autre);
- Installation d'éoliennes pour remplacer le Suroît, Bécancour, Gentilly 2 et fournir l'énergie requise pour remplacer l'énergie produite par les centrales thermiques lorsqu'elles sont utilisées en pointe.

Avec ses 600 MW, Tracy produirait lorsqu'utilisée en pointe environ 0,2 TWh (HQP-3-Doc-1_3526_RepHQP-DemRens-1Regie_19mars04). Si utilisée dans le même contexte, les 870 MW des autres centrales pourraient produire environ (870/600 *0,2), soit 0,3 TWh ou au total 0,5 TWh avec Tracy. Ces 0,5 TWh produiraient selon Hydro-Québec (rapport 2003 sur le développement durable), 320 000 tCO_2/an. Nous avons pu valider que ces émissions correspondent bien à la production de 0,5 TWh. En effet, à l'aide de la feuille d'analyse des GES du logiciel RETScreen®, nous avons spécifié une production d'énergie de 0,5 TWh avec du mazout #2 et en tenant compte d'un rendement énergétique de 45 % (typique de centrales au mazout à turbine à gaz; la Citière, Cadillac et Bécancour sont de ce type), nous avons évalué des émissions annuelles de 382 000 tCO_2/an, ce qui est du même ordre de grandeur (à 20 % prés) que le chiffre avancé par Hydro-Québec. Nous pouvons donc en conclure que les centrales Tracy, la Citière, Cadillac et Bécancour sont bien des centrales de pointe seulement qui ne fournissent qu'un support en puissance et pas réellement de quantités très importantes d'énergie.

35 Nous n'avons pas pu obtenir l'information d'HQP au sujet de du facteur d'utilisation des turbines d'Hydro-Québec déjà installées. Ces informations sont cruciales pour combiner l'énergie produite par l'éolien et la puissance que peuvent fournir les turbines hydrauliques. Mais aussi pour prendre une décision éclairée quant à la disponibilité actuelle de puissance ou pour évaluer la rentabilité de réaliser ce suréquipement

Les résultats de cette analyse sont compilés dans le Tableau 4-31.

Tableau 4-31 : Compilation de la fourniture d'énergie des principales centrales thermiques

Centrales	Énergie à remplacer (TWh)	Année de mise en service ou d'arrêt
Bécancour	4,5	2006 (MES)
Suroît	6,5	2008 (MES)
Gentilly 2	4,6	2010 (arrêt)
Autres centrales (Tracy, La Citière, Cadillac et Bécancour)	0,5	Tracy (arrêt 2009) La Citière, Cadillac et Bécancour (arrêt 2011)
Total	**16,5**	

Dans le Tableau 4-31, on rapporte l'énergie produite annuellement par les centrales thermiques. On a aussi indiqué les dates de mise en service (Bécancour, Suroît) ou de retrait planifié de centrales (Gentilly-2). Pour les autres centrales planifiées une fois, Bécancour au gaz et le Suroît construites et la centrale Gentilly-2 rénové. C'est ce déficit que nous souhaitons combler avec l'éolien et un suréquipement hydraulique.

4.3.8.1.2 Évaluation de la satisfaction des besoins visés par le plan d'HQD

Dans son document (RepDemInfo_HQD_20fev04), HQD présente dans le Tableau 4.3.1.A les approvisionnements non patrimoniaux requis à l'horizon 2011. À partir de ces données nous pouvons par simple soustraction, évaluer les besoins additionnels d'HQD à chaque année.

Les résultats de cette analyse sont compilés dans le Tableau 4-32.

Tableau 4-32 : Évaluation des besoins additionnels d'HQD à chaque année

Années	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Approvisionnements non patrimoniaux requis (Tableau 4.3.1.A)	1,9	2	4,3	8,7	10,3	12,6	14,6	17,3	19,8
Besoin additionnel à chaque année ($année_x$-$année_{x-1}$)		0,1	2,3	4,4	1,6	2,3	2,0	2,7	2,5

4.3.8.1.3 Synthèse des besoins à satisfaire avec l'éolien

À partir des approvisionnements non patrimoniaux requis par HQD, nous évaluons maintenant les besoins à satisfaire en terme de remplacement des centrales thermiques et de satisfaction des besoins additionnels d'HQD à chaque année par l'éolien. Nous présentons aussi la puissance éolienne minimale à installer pour satisfaire ce besoin global. Les résultats de cette analyse sont compilés dans le Tableau 4-33.

Tableau 4-33 : Évaluation de la puissance éolienne globale à installer pour remplacer les centrales thermiques et répondre aux besoins additionnels d'HQD à chaque année

Années	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Approvisionnements non patrimoniaux requis (TWh)	1,9	2,0	4,3	8,7	10,3	12,6	14,6	17,3	19,8
Besoin additionnel (TWh) à chaque année (année$_x$-année$_{x-1}$)		0,1	2,3	4,4	1,6	2,3	2,0	2,7	2,5
Centrales thermiques à remplacer (TWh)				4,5 (B)		6,5 (S)		4,6 (G-2)	0,5 (T)
Besoin à combler avec achats sur les marchés à court terme (TWh)		0,1	2,3						
Besoins additionnels comblés (TWh) avec l'éolien pour les besoins d'HQD (Bécancour, régulier) et HQP (Suroît, Gentilly-2, autre thermique)				4,5	1,6	6,5	2,0	7,3	3,0
Puissance éolienne* à installer pour combler le besoin (MW)				1 730	580	2 500	770	2 810	1 150

- * Calculé comme suit, par exemple : 1 730 = (4,5/6,5) * 2 500 * 0,3;

4.3.8.2 Détails de la démarche d'implantation

4.3.8.2.1 Capacité éolienne installée chaque année

L'évolution de la puissance éolienne installée proposée[36] est présentée dans le Tableau 4-34. La détermination de cette capacité est basée :

- Sur la puissance éolienne à installer (voir Tableau 4-33) et pour les années suivantes 2012-2015, avec l'hypothèse conservatrice d'une augmentation de la demande de 4 TWh par an durant cette période (soit environ 2 % des besoins visés par le plan (~ 200 TWh en 2011));
- Sur la minimisation du déficit en énergie requise par HQD.

36 En plus des centrales du Nordais, de Murdochville et, en partie, de celles installées dans le contexte de l'appel d'offres A/O 2003-02 d'Hydro-Québec.

Tableau 4-34 : Évolution de la nouvelle capacité éolienne installée au Québec à l'horizon 2015

Québec	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Cumulatif
Puissance éolienne* à installer pour combler le besoin (MW)	1 730	580	2 500	770	2 810	1 150	1 150*	1 150*	1 150*	1 150*	14 140
Puissance éolienne installée proposée (MW)	800	1 200	1 800	2 000	2 000	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	15 300 *****
Déficit en puissance requise (MW) chaque année	930	310	1 010	- 220	590	240	0	- 50	-100	- 150	
Déficit annuel en énergie** (TWh)	2,4	0,8	2,7	-0,6	1,6	0,6	-0,8	-1,7	-2,6	-3,5	0,8 ***
Énergie éolienne produite (TWh/an)	2,1	5,3	10,0	15,2	20,5	24,4	28,4	32,3	36,3	40,2 ****	214,7

- * Pour ces années, on fait l'hypothèse que le besoin additionnel sera de 4 TWh de plus chaque année (4 TWh = 1 500 * 0,3 * 8 760 * 10^{-6});
- Le déficit en puissance requise chaque année est calculé en faisant la différence entre la puissance éolienne à installer cumulative (ligne 2) et la puissance éolienne installée proposée cumulative (ligne 3);
- ** Calculé comme la différence entre les besoins (avant dernière ligne du Tableau 4-33) d'HQD (Bécancour, régulier) et HQP (Suroît, Gentilly-2, autre thermique), et ce que produit la puissance éolienne installée proposée (dernière ligne du Tableau 4-34). Un signe positif indique qu'il faut acheter cette énergie sur les marchés à court terme et un signe négatif indique qu'il faut vendre ce surplus sur les marchés à court terme ou les stocker dans les réservoirs d'HQP;
- *** Sur la période 2006-2015, le plan éolien proposé génère un déficit de 0,8 TWh tout en permettant de remplacer Bécancour, le Suroît, Gentilly-2 et les autres centrales thermiques d'HQP;
- **** Ceci représentera moins de 19 % des besoins annuels d'HQD (~ 216 TWh) en 2015;
- ***** Pour accélérer l'implantation, on ne réalisera que 14 900 MW puisque l'installation de 400 MW sera devancée en Gaspésie en 2006 pour faciliter la réalisation des 800 MW de 2006.

4.3.8.2.2 Échéancier

Un échéancier conforme à la carte routière pourrait aller comme suit :

1. Juillet-Août 2004 : préparation de l'appel d'offres pour 14 900 MW d'éolien sur 10 ans visant les manufacturiers d'éoliennes et recrutement du personnel de la SÉÉQ;
2. Septembre 2004 : Création officielle de la Société d'Énergie Éolienne du Québec (SÉÉQ) et lancement d'un appel d'offres d'HQP pour 14 900 MW d'éolien sur 10 ans visant les manufacturiers d'éoliennes;

3. Septembre 2004 : Annonce par la SÉÉQ des entreprises ayant gagné l'appel d'offres A/O 2003-02. Les entreprises sont invitées à devancer l'installation en Gaspésie de 400 MW en 2006 (plutôt que 150 MW);
4. Octobre 2004 : Lancement d'un appel d'offres par la SÉÉQ pour la fourniture de sites éoliens (selon l'échéancier prévu dans le Tableau 4-34) présentant les plus bas coûts d'intégration (proximité du réseau existant et routes existantes) et la meilleure ressource éolienne (site avec vitesse de vent supérieure à 7,5 m/s à 70 m). Ces soumissions doivent aussi intégrer les coûts des études de faisabilité et d'ingénierie pour les centrales prévues sur les sites proposés;
5. Décembre 2004 : Réception et analyse des soumissions des manufacturiers par la SÉÉQ;
6. Mars 2005 : Annonce par la SÉÉQ du manufacturier ayant gagné l'appel d'offres et s'étant engagé à livrer 400 MW d'éoliennes pour 2006 et à respecter l'échéancier de livraison pour les années 2007-2015 en plus d'assurer un maximum de retombées économiques au Québec (plus fort taux de contenu local et d'exportation aux États-Unis). Transmission des données requises par les futurs soumissionnaires à l'appel d'offres sur les meilleurs sites incluant les propositions pour les coûts des études de faisabilité et d'ingénierie ;
7. Octobre 2005 : Réception des soumissions pour les meilleurs sites éoliens au plus bas coût pour la SÉÉQ;
8. Décembre 2005 : Annonce par la SÉÉQ des entreprises ayant gagné l'appel d'offres sur les meilleurs sites éoliens au plus bas coût pour la SÉÉQ;
9. Janvier 2006 : Début des travaux d'ingénierie pour 400 MW à installer en 2006 et des 1 200 MW en 2007;
10. Demande par la SÉÉQ d'une dérogation d'évaluation environnementale (décret du gouvernement) pour les 400 MW à installer en 2006 (en plus des 400 MW à réaliser en Gaspésie) sur les meilleurs sites sélectionnés;
11. etc.

4.3.9. Création d'emplois reliée à la carte routière d'implantation de l'éolien au Québec

Dans le Tableau 4-35, on présente une synthèse récente (Goldemberg; 2004) des données relatives aux emplois directs (personnes-année/TWh) dans la production de combustibles et l'entretien/opération des capacités de production d'électricité. On peut remarquer, un très net avantage aux nouvelles technologies des énergies renouvelables vis-à-vis des technologies thermiques associées aux combustibles fossiles et au nucléaire.

Tableau 4-35 : Emplois en personnes-année/TWh pour différentes technologies et sources d'énergie

Table 3. Direct jobs in energy production.

Sector	Jobs. year /MTOE (fuel production)	Jobs - year / Terawatt-hour (fuel production + power generation)
Petroleum[a]	396	260
Offshore oil[a]	450	265
Natural gas[a]	428	250
Coal[a]	925	370
Nuclear[b]	100	75
Wood energy[c]		733 – 1067
Hydro[d]		250
Minihydro[e]		120
Wind		918 [(e)] – 2,400 [(f)]
Photovoltaics		29,580 [(g)] – 107,000 [(e)]
Bioenergy (from sugarcane)[h]		3,711-5,392

Sources: (a) Grassi [1996]; (b) Electric Power International [1995] *apud* Grassi [1996][1]; (c) Grassi [1996][2]; (d) Carvalho and Szwarcz [2001]; (e) Perez [2001]; (f) IEA [2002b][3]; (g) REPP [2001][4], IEA [2002b][5]; (h) ÚNICA [2003][6].

Les données du Tableau 4-35 démontrent qu'avec la stratégie actuelle de privilégier les centrales thermiques au Québec (gaz naturel, mazout #2 et nucléaire), Hydro-Québec exporte massivement des emplois vers les provinces productrices de combustibles fossiles et d'uranium.
À titre d'exemple, on peut créer en entretien et exploitation seulement, un minimum de 3,7 fois plus d'emplois par TWh produit (918 vs. 250) avec l'éolien qu'avec le Suroît. Comme cette évaluation ne tient pas compte des emplois créés en fabrication et installation qui sont encore plus importants, nous nous opposons avec force à cette stratégie d'opportunités manquées. Comme l'éolien créé au moins 4 fois plus d'emplois directs en entretien et exploitation que les centrales thermiques, cela renforce notre recommandation de remplacer toutes les centrales thermiques au Québec par l'éolien.

Actuellement, avec seulement 28,706 MW l'Europe a créé plus de 81 200 emplois dont 21 000 au Danemark, 46 000 en Allemagne, 10 0000 en Espagne, 3200 en Autriche et 1000 en Italie (Eurobserver, 2004). On peut donc en déduire qu'avec 14 000 MW que le nombre d'emplois reliés à l'implantation de la stratégie proposée est de l'ordre de 42 000.

4.3.10. Recommandations

Nous suggérons à la Régie de l'énergie d'envisager les recommandations suivantes :

Au gouvernement du Québec

- **Faire de l'éolien un choix politique privilégié en matière de développement énergétique au Québec;**
- **Remplacer les centrales thermiques et satisfaire les besoins additionnels d'HQD à l'horizon 2006-2015 par l'implantation rentable de 14 900 MW d'éoliennes selon l'échéancier proposé dans ce mémoire;**
- **Émettre un décret pour créer une Société d'Énergie éolienne du Québec, laquelle serait responsable de livrer les centrales éoliennes clés en main à Hydro-Québec. Il faudrait spécifier la composition du conseil d'administration[37] de cette société pour exercer un contrôle étroit sur le respect de sa mission à tous points de vue;**
- **Mettre en place les indicateurs (politiques, programmes, incitatifs) permettant de signaler à Hydro-Québec et au secteur privé qu'investir en éolien n'est pas une proposition à risque, mais plutôt un choix de société axé sur un développement énergétique durable;**
- **Mettre sur pied une campagne d'information gouvernementale exposant clairement les enjeux économiques, sociaux et environnementaux reliés au développement ordonné et bien planifié de la filière éolienne;**
- **Recommander, dans tous les cas, l'intégration des externalités monétaires (0,013-0,026 $/kWh) associées aux CCCGN dans le prix payé par les propriétaires des CCCGN et créditer ces externalités aux propriétaires des centrales opérant à partir de sources d'énergies renouvelables;**

À Hydro-Québec (Société d'Énergie Éolienne du Québec)

- **Proposer un choix ouvert au Québec pour la localisation géographique des futures centrales éoliennes et des capacités manufacturières en éolien. Le tout afin d'obtenir les meilleurs coûts;**
- **Favoriser les propositions des manufacturiers qui octroient un mandat d'exportation le plus large possible à la capacité manufacturière d'éoliennes qui serait installée au Québec;**
- **Privilégier les soumissions des coentreprises pour la capacité manufacturière d'éoliennes qui serait installée au Québec;**
- **Privilégier les manufacturiers les plus actifs en R-D (recherche et développement);**

37 Au moins un représentant écologiste, des consommateurs, de l'industrie éolienne et du MRNFP.

- **Évaluer la viabilité technico-économique d'une stratégie à très faibles impacts environnementaux et sociaux de développement de l'éolien sur les réservoirs d'Hydro-Québec. Réaliser un projet pilote d'éoliennes sur réservoir;**

- **Commanditer, d'ici six mois, une étude à réaliser par des experts internationaux indépendants, pour déterminer les coûts d'intégration d'un scénario éolien équivalent à celui proposé (14 900 MW de 2006 à 2015) au réseau électrique québécois.**

4.3.11. Épilogue

L'auteur accepte les prévisions d'Hydro-Québec Distribution[38] (HQD) quant à l'augmentation des ventes régulières au Québec (Scénario d'encadrement moyen). Toutefois, de là à conclure à une situation d'urgence qui justifierait de construire le Suroît à toute vapeur, sans débat public et peut importe les coûts environnementaux, il y a une marge. Les coûts indirects (externalités) ont été scientifiquement établis selon des scénarios très conservateurs à 20-40 % (0,013-0,026 $/kWh[39]) du coût unitaire du kWh produit par la Centrale à Cycle Combinée au Gaz Naturel (CCCGN) du Suroît (~ 0,066 $/kWh).

L'auteur de cette étude tient à rappeler que nous ne serions pas dans la situation actuelle si, en 1998, les recommandations émises lors de l'*Audience pour déterminer la place de l'énergie éolienne dans le portefeuille énergétique du Québec* par l'Association Québécoise des Énergies Renouvelables (AQER; 1998) avaient été :

- reprises par la Régie de l'Énergie, dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif, pour envoyer un message clair et fort au gouvernement;

- appliquées par les gouvernements qui se sont succédés à Québec depuis plus d'une décennie et pour lesquels, procrastination, valses hésitations et absence de vision semblent tenir lieux de lignes directrices pour asseoir leur absence de politique énergétique cohérente sans égard au développement énergétique durable;

- mise en œuvre par HQP avec toute la célérité requise par une situation de faible hydraulicité chronique déjà bien connue de la haute direction d'Hydro-Québec depuis 1991 (cf. RepDemInfo_HQP_20fev04). Notons ici que la haute direction d'Hydro-Québec semble avoir adopté les mêmes lignes directrices que les gouvernements à Québec pour guider ses actions depuis plus d'une décennie.

Le tableau 4-36 montre l'évolution à l'horizon 2010 de la quote-part telle que proposée par l'AQER en 1998 (cf. Tableau 6.4 de aqer.doc). On a ajouté dans ce tableau, l'énergie éolienne produite par

38 L'auteur du présent rapport d'expertise accepte les chiffres avancés par Hydro-Québec Distribution (PresentationHQD_10mars).
39 On suppose la parité entre l'€ et le $ US. Le taux de change $ CAD vs. $ US sera supposé égal à 1,32 $ CAD pour 1 $ US (taux de change au 8 mars 2004)s.

la capacité cumulative installée à la fin de chaque année[40], l'augmentation annuelle en TWh des ventes selon le scénario moyen présenté récemment par HQD[41], le pourcentage de couverture de cette augmentation annuelle qu'aurait permis la mise en place de la quote-part proposée par l'AQER et le surplus éolien annuel et cumulatif ainsi réalisé à l'horizon 2010.

Tableau 4-36 : Évolution de la quote-part au Québec à l'horizon 2010 préconisée par l'AQER en 1998

Québec	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Cumulatif
Puissance installée (MW)	80	95	110	130	150	180	210	250	300	350	1855
Énergie éolienne produite (TWh/an)	0,2	0,5	0,7	1,1	1,5	2,0	2,5	3,2	4,0	4,9	4,9
Augmentation annuelle des ventes : scénario moyen HQD (TWh/an)				2,8	2,6	4,1	1,6	2,1	2	2,6	17,8
Pourcentage de couverture de l'augmentation par l'éolien (%)				39,0	57,1	47,8	156,9	150,8	197,8	187,5	107,0
Surplus éolien (TWh/an)				-1,7	-1,1	-2,1	0,9	1,1	2,0	2,3	1,2

On peut conclure définitivement que l'application de la quote-part proposée aurait permis en moyenne sur la période 2004 à 2010 de faire face à l'augmentation annuelle des ventes régulières au Québec en TWh selon le scénario d'encadrement moyen mis de l'avant par HQD. En ce qui concerne le surplus global potentiel (1,2 TWh) qui aurait été généré dans le cadre de la mise en place de cette quote-part, nous faisons entièrement confiance à HQP dans sa capacité à les stocker dans ses réservoirs[42] et à Hydro-Québec de les vendre à profit sur les marchés des États-Unis, de l'Ontario ou du Nouveau-Brunswick. De plus, ce surplus aurait représenté seulement 1,1 % du déficit d'hydraulicité (109 TWh pour la période 1991-2003) géré semble t'il sans problème par HQP depuis 1991

Veuillez noter qu'il ne s'agit aucunement d'une justification a posteriori de la quote–part recommandée par l'AQER en 1998. En effet, celle-ci était déjà amplement justifiée en 1998 par le

40 En supposant un facteur de capacité de 30 % qui constitue une valeur facilement accessible pour une centrale éolienne construite sur un site avec une vitesse annuelle moyenne au moyeu de 7 m/s conçue selon les règles de l'art (professionnalisme, micro-localisation, nombre de tours de mesures adéquat).
41 PresentationHQD_10mars.
42 Selon le rapport annuel 2001 d'Hydro-Québec (page 27), HQP possède 25 grands réservoirs, d'une capacité de stockage de 172 TWh alors qu'HQP affirme que ses stocks énergétiques au premier janvier varie de 75 à 105 TWh (période 2004-2011). Ainsi, il en découle indéniablement une marge de manœuvre pour le stockage d'énergie éolienne de plusieurs dizaines de TWh. Le stockage d'énergie éolienne pourrait être optimisé en fonction des apports hydrauliques (dans un contexte de faible hydraulicité), des impératifs liés à la satisfaction des besoins québécois et des exportations.

faisceau de justifications présenté dans le document aqer.doc disponible au http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3395-97/memoir/aqer.doc. Nous invitons les lecteurs intéressés à en prendre connaissance car les justifications présentées en 1998 pour favoriser le développement de l'éolien à grande échelle au Québec sont toujours d'actualité. Par contre, la situation actuelle présente un ensemble de caractéristiques qui rendent encore plus indispensable le développement massif et à court terme de l'énergie éolienne au Québec dont notamment :

- une volonté populaire clairement exprimée et fermement opposée au projet de centrale au gaz naturel et cycle combinée du Suroît. Plusieurs milliers de personnes ont manifesté le 1er février 2004 contre la construction du Suroît. De plus, un sondage effectué entre le 28 janvier et le 2 février 2004 par la firme Léger Marketing a révélé que 67 % des Québécoises et des Québécois rejetaient le projet de centrale thermique au gaz Le Suroît;

- une faible hydraulicité récurrente, probablement exacerbée par les changements climatiques;

- la sous utilisation des capacités de stockage des réservoirs d'HQP;

- un déficit énergétique appréhendée qui selon Hydro-Québec justifie le projet du Suroît;

- l'évolution explosive du marché de l'éolien et de la technologie éolienne depuis 1998;

- une baisse continue et prévisible à l'horizon 2010 des coûts de revient de l'éolien;

- l'existence au Québec d'un potentiel éolien exceptionnel;

- la pression constante des exigences gouvernementales pour un accroissement massif des bénéfices d'Hydro-Québec;

- les engagements gouvernementaux incessants en faveur de l'implantation d'industries fortement consommatrice d'énergie (aluminerie, etc.);

- l'absence d'engagements politiques sérieux en faveur de la mise en place de programmes crédibles d'efficacité énergétique et du développement massif des énergies renouvelables pour satisfaire les besoins énergétiques dans les secteurs industriel, commercial et résidentiel;

- l'attrait irrésistible des insatiables et lucratif marchés d'exportation (États-Unis, Ontario et Nouveau-Brunswick) pour Hydro-Québec;

- le caractère inéluctable de la mise en vigueur du protocole de Kyoto avec toutes les contraintes sur les émissions de gaz à effet de serre en découlant et les coûts qui y sont reliés;

- les risques financiers reliés au caractère imprévisible et incontrôlable des prix du gaz naturel sur une période allant de 2008 à 2038 (durée de vie de la centrale du Suroît);

- etc.

Pour conclure, monsieur Parrouffe exprime ses convictions face à l'entier libellé de la présente audience, notamment : ‘’…**la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d’équité au plan individuel comme au plan collectif**…’’

4.3.12. Références

Les références ci-dessous ont été utilisées pour appuyer notre argumentation. Les documents **en gras** ne sont pas inclus sur le média électronique remis avec ce mémoire (voir tableau de correspondance en section 4.5).

AQER, 1998. ''Le Développement de l'Énergie Éolienne au Québec'', Association Québécoise des Énergie Renouvelables.

BTM Consult, 2002. 'International Wind Energy Development'', World Market Update 2001, Forecast 2002-2006, March 2002.

BTM Consult, 2003. 'International Wind Energy Development'', World Market Update 2002, Forecast 2003-2007, March 2003.

BTM Consult, 2004. 'International Wind Energy Development'', World Market Update 2003, Forecast 2004-2008, March 2004.

DEWI, 2004a. ''WindEnergy Study 2004 : Executive Summary'', Deutsches Wind Energie Institut study presented at the WindEnergy International Trade fair, Hamburg, May 11-12 2004.

DEWI, 2004b. ''WindEnergy-Study 2004 : Assessment of the Wind Energy market until 2012'', Deutsches Wind Energie Institut, key results for the the WindEnergy International Trade fair, Hamburg, May 11-12 2004.

Dannemand Andersen, P. 2003. ''Sources of experience in wind energy technology, Joint EU/IEA workshop on Experience curves: A tool for Energy Policy Analysis and Design'', Paris, IEA, 22 – 24 January 2003, Risø National Laboratory

Durstewitz, M., 2003. '' EXTOOL – EXCETP 6-workshop Experience Curves for Wind and Observed Cost Reductions'', EXTOOL – EXCETP 6-workshop, IEA, Paris, Jan. 22-24, 2003, International Energy Agency, Partners: Lund University (S), Risoe (DK), ISET (D), Funded by European Union DG RESEARCH / FP5 ENG1-CT2000-00116

EWEA, 2004. ''The European Wind Industry Strategic Plan For Research & Development'', This first report results from the European Commission funded project "Wind Energy Thematic Network" - contract number ENK6-CT-2001-20401. The report represents work in progress. The final report will be released in 2005.

EWEA-AWEA, 2004a. ''Global Wind Power Installed in 2003'', March 10th, 2004.

EWEA-AWEA, 2004b. ''Joint press release: Focus on Global Market'', March 29th, 2004.

ESTIR, 2002. ''Energy Technology Indicators; Area: Electricity Generation : Sector: Wind Energy Technologies'', ESTIR - Working document 23.12.2002Wind.

Eurobserver, 2004. ''The 2004 Wind Power barometer'', Communiqué de presse, Avril 2004, http://www.observ-er.org/accueil.htm.

ExternE, 1997-2003. Deux rapports méthodologiques et rapports d'évaluations des externalités du Danemark, Espagne, France, Allemagne, Grèce, Italie, Pays-Bas, Portugal et Royaume-Uni. Disponible aussi au : http://externe.jrc.es/ en même temps que les tableaux synthèses par source et technologie énergétique.

Francoeur, L. , 2004. ''L'Arabie Saoudite de l'énergie verte : Le potentiel éolien du Grand Nord dépasse largement la production actuelle d'Hydro-Québec'', 28 février 2004.

Harvey, 2004. ''L'Aéronautique et l'Aérodynamique pour Augmenter la Production d'Électricité'', Le Devoir, Samedi le 3 avril 2004.

Henderson, A. R., Morgan, C. et Smith, B., 2001. ''Offshore Wind Energy in Europe'', British Wind Energy Association.

IEA, 2000. ''Experience Curves for Energy Technology Policy'', International Energy Agency, OECD/IEA, 2000.

IEA, 2002. ''New Report Calls for Expansion in Wind Energy Research'', Paris, 4 April 2002

IEA, 2003. ''The Strategic Plan of IEA R&D Wind'', Task force on Wind R&D, International Energy Agency Implementing Agreement for Co-operation in the Research and Development of Wind Turbine Systems - IEA Wind.

Lucotte, M., 2003. ''Enjeux et impacts socio-économiques et écologiques des barrages hydroélectriques'', Conférences présentées le 23 octobre 2003 sous le titre : "Rivières de beauté et d'énergie : enjeux et impacts socio-économiques et écologiques des petits et grands barrages hydroélectriques".

Navigant Consulting, 2003. ''The Changing Face of Renewable Energy: A Navigant Consulting Muli-Client Study'', October 2003.

Neij, L., Dannemand Andersen, P, Durstewitz, M., Helby P., Hoppe-Kilper, M., Morthost, P.E., Larsen, H.V., Leon Vegas, P. et Astrand K., 2003. ''Experience Curves: A Tool for Policy Assessment'', IMES/EESS Report 40, Department of Technology and Society, Environment and Energy System Studies, Lund University, Sweden.

OCDE, 1999. ''Economic Outlook'', OCDE Paris, B14 (IEA, Government Energy R & D expenditure per country).

WTCC, 2003. ''Cold climate turbines operating worldwide'', Wind Turbines in Cold Climates, International Energy Agency, Annex XIX.

Laakso, T., Holttinen, H., Ronsten, G., Tallhaug, L., Horbaty, R., Baring-Gould, I., Lacroix, A., Peltola, E. et Tammelin, B., 2003. ''State-of-the-art of wind energy in cold climates'', International Energy Agency collaboration called Wind Energy in Cold Climates, Annex XIX.

Siegel, J., 2004. ''Large Wind projects Dot Texas Landscape: King Mountain Leads 5 Biggest That Top Out at over 900 MW'', North American WindPower, Premiere Issue, pp. 6-7, February 2004.